

Cadena de suministro para captura, transporte, almacenamiento y reutilización de CO₂: diseño ante diversos escenarios durante su horizonte temporal.



Máster en Ingeniería Química

Trabajo Fin de Máster

Autora:

Cristina Torró Conca

Tutores:

Raquel Salcedo Díaz

J. Rubén Ruiz Femenia

Julio 2021



Universitat d'Alacant
Universidad de Alicante

Índice

1. Introducción	5
1.1. Transformación del sistema energético, en particular edificios, el transporte y la industria.....	5
1.2. El comercio de derechos de emisión	6
1.3. Tecnologías de captura, almacenamiento y uso de CO ₂ (CCS/CCUS).....	7
1.4. Modelos matemáticos sobre la optimización de una CS para la CCUS	8
2. Objetivo.....	9
3. Planteamiento del problema	9
4. Descripción del modelo.....	13
4.1. Modelo de captura.....	14
4.2. Modelo de transporte.....	15
4.3. Modelo de secuestación	17
4.4. Modelo de utilización.....	18
5. Resultados	22
5.1. Escenario A. Variación de la demanda de PPP y MeOH	22
5.2. Escenario B. Variación del precio de venta de los productos químicos ψ	26
5.3. Escenario C. Disminución de las emisiones de CO ₂ en cada región g	29
5.4. Escenario D. Variación tipo de interés, ir [%].	32
5.5. Escenario E. Variación del límite mínimo europeo de captura (α).	34
6. Discusión y limitaciones del modelo.....	38
7. Conclusión.....	40
8. Bibliografía	41
9. Notación	45
10. Apéndices	50
10.1. Tablas complementarias datos	50
10.2. Tablas complementarias resultados.....	64
10.3. Gráficas complementarias Escenario A	65
10.4. Gráficas complementarias Escenario B.....	66
10.5. Gráficas complementarias Escenario C.....	69
10.6. Gráficas complementarias Escenario E.....	71

Resumen

La crisis climática sigue siendo el desafío que caracteriza nuestra era. Los últimos 5 años han sido los más calurosos que se hayan registrado. La generación de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente constituidos por CO₂, CH₄, N₂O y gases fluorados han experimentado un aumento exponencial provocando un incremento de la temperatura media mundial de 1.1°C en comparación con los niveles registrados en el periodo pre-industrial. Teniendo en cuenta la situación actual, es casi imposible reducir las emisiones sin depender de las tecnologías de captura, secuestro y utilización de CO₂. Las técnicas de programación matemática se han convertido en una herramienta muy valiosa para abordar el desarrollo de una infraestructura de captura, transporte, almacenamiento y uso del CO₂ (CCUS) a nivel europeo. En el presente trabajo, se propone un modelo de programación lineal mixta entera (MILP) para la optimización económica de una cadena de suministro multiperiodo. El territorio europeo se encuentra discretizado, permitiendo la definición espacial de las grandes fuentes estacionarias de emisiones de CO₂. La red general de CCUS se optimiza en un horizonte temporal de 5 años para proporcionar la ubicación geográfica de las regiones de captura y secuestro, las rutas de transporte más convenientes y la ubicación de las plantas de conversión de los productos químicos (PPP y MeOH). Diferentes estudios son analizados y comentados. Los resultados demuestran el potencial europeo para el secuestro del CO₂. El coste total de instalación de la red depende mayoritariamente de los costes totales de captura, mientras que los costes de transporte y secuestro no superan el 10%. Los costes generales de una CCUS a nivel europeo se estimaron en el rango de 15-17 [€/tCO₂].

Abstract

Climate change is one of the hottest topics in the XXI century. During the last 5 years, thermometers have measured the highest temperatures ever registered. The emission of greenhouse gases (GHG) such as CO₂, CH₄, N₂O and CFCs, has experienced an exponential increase since the industrial revolution. Consequently, the average of Earth's surface temperature has increased by 1.1°C. Carbon capture, storage, and utilization (CCUS) is one of the most promising techniques to control GHG emissions. Mathematical modelling tools are essential to design and optimise a European CCUS framework. In this MSc Thesis, mixed-integer linear programming models (MILP) are utilized for CCUS supply chain optimization at European scale. The modelling framework represents Europe in terms of emissions from large-stationary CO₂ sources. This CCUS network is built over 5 years to find the optimal capture, storage, utilization (CO₂ conversion to PPP and MeOH) locations and transport means. Several scenarios are analysed and discussed. Results demonstrated the good European potential for carbon sequestration. The overall costs for a European CCUS network were estimated in the range of 15-

17 [€/tCO₂]. Capture costs are the major contributors to the overall cost while transport and sequestration are less than 10% of the initial investment.

1. Introducción

La atmósfera se está calentando, y el clima cambia de año en año. Por ello, la presidenta de la Comisión Europea (EC) ha establecido un Pacto Verde Europeo [1] con el objetivo de transformar la Unión Europea (UE) en una sociedad justa y próspera con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva. Debemos proteger, preservar y fortalecer la biodiversidad de la UE, proteger la salud y el bienestar de los ciudadanos y garantizar una transformación inclusiva basada en una transición justa con el fin de alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050 [2].

1.1. Transformación del sistema energético, en particular edificios, el transporte y la industria

La generación de electricidad y los edificios pueden realizar las reducciones de emisiones más amplias y rentables, un 60% respecto al año 2015. La rápida introducción de las energías renovables, que se están convirtiendo en la fuente de energía eléctrica más rentable, la electrificación y la integración del sistema energético impulsarán el cambio en ambos sectores.

De aquí a 2030, se prevé que la cuota de producción de electricidad renovable de la UE se duplique, de 32% actual, a un 65% aproximadamente. Las energías renovables darán lugar a un alto grado de descentralización al ofrecer oportunidades para que los consumidores generen, usen y compartan la energía por sí mismos. La implantación de la electricidad renovable brinda una gran oportunidad para la descarbonización de otros sectores. Como la calefacción y la refrigeración en los edificios y en la industria, alcanzándose el uso de energías renovables de un 40% en el año 2030 [2].

El sector de la construcción, actualmente responsable del consumo del 40% de la energía final y del 36% de las emisiones de GEI en la UE, cuenta con un amplio potencial de rentabilidad para reducir las emisiones. Actualmente, el 75% del parque inmobiliario de la UE es energéticamente ineficiente. Es necesario duplicar las renovaciones de las cubiertas de edificios, la digitalización inteligente y la integración de las energías renovables [2].

El sector del transporte presentaba la cuota más baja de energías renovables en 2015, de tan solo un 6%. Para 2030, esta cuota tiene que aumentar cerca del 24% mediante un mayor desarrollo y una mayor implantación de los vehículos eléctricos, los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables e hipocarbónicos. Un acceso seguro a las baterías será fundamental para la generalización de los vehículos eléctricos, mientras que el hidrógeno limpio será crucial para descarbonizar el transporte pesado y, a través de sus derivados, los sectores aéreos y marítimo. La descarbonización de la combinación de carburantes del transporte de aquí a 2050 también se verá respaldada por un mayor uso de otros modos de transporte sostenible (ferrocarril, transporte marítimo de corta distancia, etc.).

Alcanzar una reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero dará lugar a una nueva combinación energética más ecológica. De aquí a 2030, el consumo de carbón se reducirá en más de un 70% en comparación con 2015, y el de petróleo y gas, en más de un 30% y un 25%, respectivamente. En su lugar, la cuota de energías renovables experimentará un aumento. Para 2030, esta cuota puede representar entre el 38% y el 40 % del consumo final bruto. En conjunto, todo ello nos encaminará a una trayectoria equilibrada hacia la neutralidad climática de aquí a 2050 [2].

Algunos sectores cuentan con un potencial de reducción de las emisiones de aquí a 2030 más pequeño, pero sin embargo importante y rentable. Actualmente, el transporte por carretera representa una quinta parte de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE, y aumentó sus emisiones en algo más de un cuarto desde 1990. Se prevé que dicho sector sólo experimente una reducción del 20% de las emisiones de CO₂ entre periodo temporal 2015-2030, lo que requerirá un mayor esfuerzo para lograr una mayor descarbonización [2].

Igualmente, la industria puede experimentar reducciones de hasta el 25% de aquí a 2030 en comparación con 2015. Las mejores prácticas pueden seguir reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, y por tanto mejorando la eficiencia general, utilizando el calor residual y aumentando la electrificación mediante mejoras progresivas y continuadas. No obstante, para que la descarbonización de la industria sea completa tras 2030, en esta década, será necesario desarrollar y probar a gran escala tecnologías y conceptos empresariales con cero o muy bajas emisiones de carbono, como la integración de sistemas, el acceso a recursos sostenibles y el aumento de la circularidad, la electrificación térmica media y alta, la captura, el uso y el almacenamiento de hidrógeno y carbono. Para poner esto en marcha y facilitar el desarrollo de ayudas adecuadas basadas en la oferta y la demanda para las tecnologías con cero o muy bajas emisiones de carbono, deben desarrollarse sistemas de certificación de la UE basados en el rendimiento en materia de gases de efecto invernadero de los materiales básicos hipocarbónicos y de las absorciones de carbono. Además, introducir cambios en las normas y prácticas de gobernanza empresarial, especialmente con relación a las finanzas sostenibles, hará que los dueños y los gestores de las empresas prioricen los objetivos de sostenibilidad en sus acciones y estrategias [2].

Una infraestructura adecuada para maximizar las ventajas de la transición a la energía limpia y para introducir combustibles y materias primas alternativos sin emisiones es crucial para ambos sectores. Las redes de calefacción, los hidrogenoductos, las estaciones de recarga eléctrica y de repostaje de hidrógeno son ejemplos de infraestructuras que será necesario desarrollar y que requerirán una planificación minuciosa.

1.2.El comercio de derechos de emisión

Ante la amenaza del cambio climático, además de las tecnologías y procesos creados, se hace imprescindible la adopción de políticas encaminadas a reducir las emisiones de gases de efecto

invernadero. Una de las políticas, está basada en el comercio de derechos de emisión (de sus siglas en inglés EUA), la cual pretende reducir las emisiones globales de CO₂ al mismo tiempo que representa un incentivo económico para las empresas que mantengan sus emisiones por debajo del límite europeo establecido. En el año 2005, esta política fue puesta en marcha mediante el sistema EU ETS (del inglés, *European Union Emissions Trading System*) [3]. Según la Directiva Europea, al menos el 50% de los beneficios de la venta de derechos de emisiones se deben destinar a acciones relacionadas con el clima y la energía [4]. El precio de los derechos de emisión ha experimentado una subida del 170% (2021), respecto al año 2020 (Fig.1). Esto ha llevado a que muchas industrias se estén planteando la necesidad de invertir en tecnologías para reducir o eliminar las emisiones GEI.

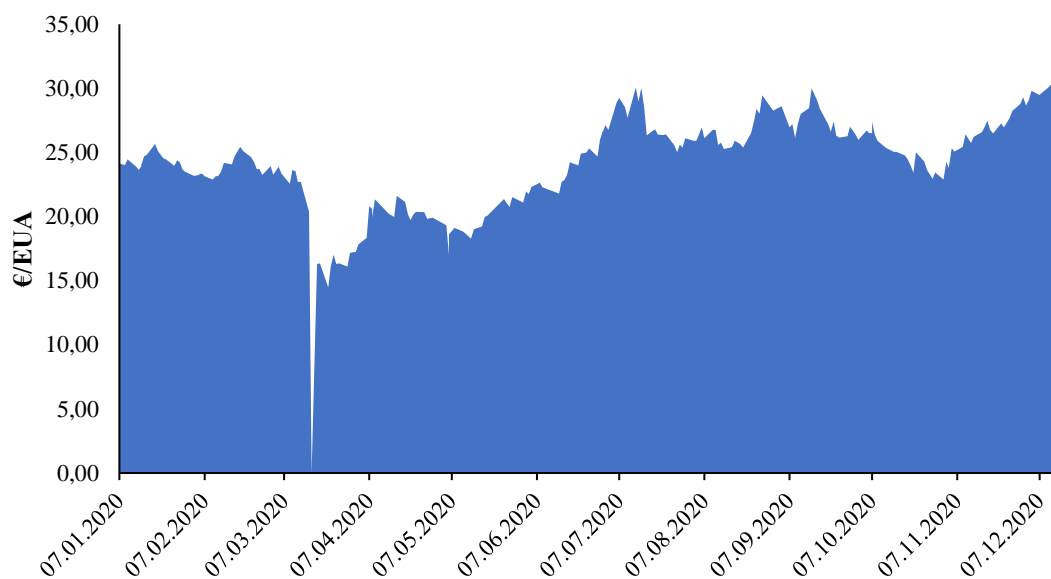


Figura 1. Precio de los derechos de emisión de CO₂ en el año 2020. Datos extraído de la base de datos EEX [5].

1.3. Tecnologías de captura, almacenamiento y uso de CO₂ (CCS/CCUS)

La captura, almacenamiento y utilización del CO₂ (*Carbon Capture, Utilization and Storage of CO₂, CCUS*) surgió como una posible solución complementaria para paliar las emisiones globales de CO₂. Y, por otro lado, se captura CO₂ y su contribución al cambio climático se elimina [6].

El esquema de la CCUS (Fig.2) se compone de cuatro etapas: captura, transporte, almacenamiento y utilización [7]. La primera etapa, la de captura se basa en separar el CO₂ de los otros gases de una corriente de proceso. Posteriormente, el flujo de CO₂ es purificado y comprimido para transportarlo a formaciones geológicas subterráneas. En particular, el CO₂ puede ser transportado en tres estados: gas comprimido, líquido y sólido [7]. El tercer eslabón de la cadena de suministros de la CCUS es el almacenamiento mediante la inyección debajo de la superficie terrestre. Por otro lado, en lugar de recurrir al almacenamiento, el gas se valoriza. Este CO₂ puede usarse en

aplicaciones industriales donde se necesita el gas, ya sea como reactivo en la síntesis de productos de valor añadido (uso indirecto) o físicamente (uso directo), donde actúa como medio (disolvente, atmósfera inerte) o aditivo, sin sufrir ninguna transformación química [6].

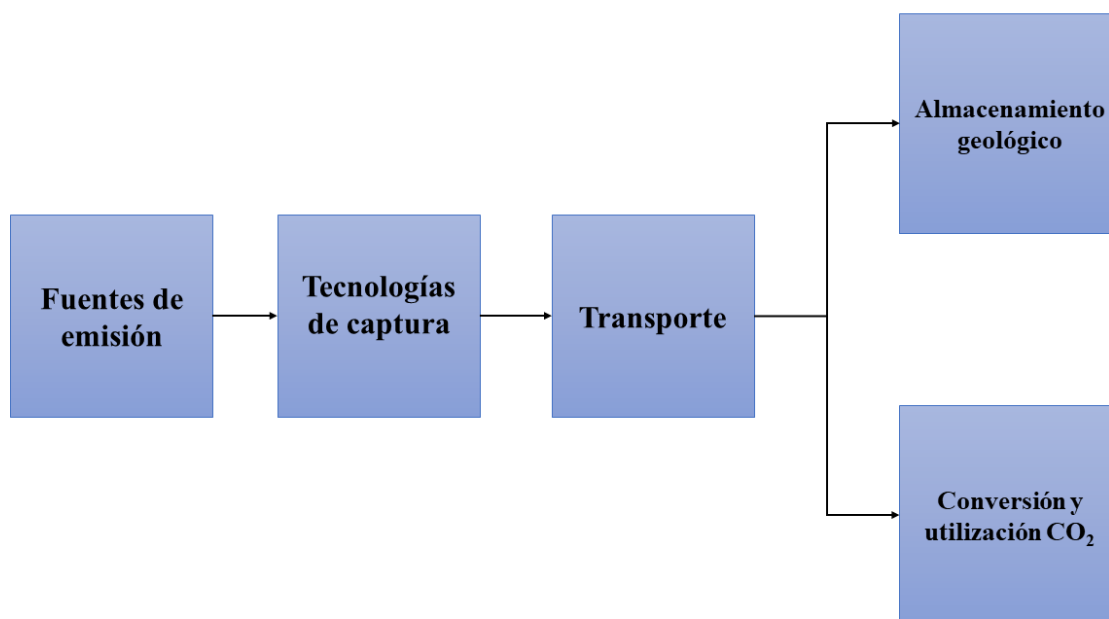


Figura 2. Esquema general de una CS CCUS.

1.4. Modelos matemáticos sobre la optimización de una CS para la CCUS

Durante la última década, la Unión Europea ha financiado varios proyectos para evaluar los costes y rendimiento de sistemas a gran escala para la captura de CO₂ [8], transporte [9] y almacenamiento [10]. En particular se ha investigado el potencial de una infraestructura de CCUS europea integral a través de una serie de plantas de demostración en diferentes países [11]. Este aumento de la investigación sobre CCS y CCUS ha proporcionado el incremento de los conocimientos tecno-económicos de cada una de las etapas de la cadena de suministro (CS) [12]. Esto ha derivado en la necesidad de investigar el diseño, el costo y la integración de las etapas CCS/CCUS para diferentes contextos geográficos [13] a través de técnicas de programación lineal mixta entera (MILP).

En 2008, se propuso un modelo lineal para Noruega donde el objetivo era la optimización económica de la infraestructura de los sistemas de energía, incluyendo CCS [14]. En 2014, describieron una optimización MILP multiperiodo con el objetivo de minimizar los costos de una infraestructura integrada de CO₂ en el Reino Unido [15]. Fue en el año 2012, cuando se llevó a cabo la optimización de un modelo multiperiodo para la captura, transporte y utilización de CO₂ en la costa este de Corea [16], que posteriormente se actualizó al incluir aspectos tecno-económicos, ambientales y relaciones con el riesgo social [17].

Ese mismo año se optimizó la primera red europea para el transporte de CO₂ mediante la implementación de tecnologías innovadoras en el algoritmo de solución con el fin de reducir el número de nodos y, en consecuencia, el tamaño del problema [18]. Una optimización de una CS CCUS más completa (en términos de resolución espacial y detalles técnicos) fue propuesta recientemente a través de un modelo multiescala para toda el área de Estados Unidos. El trabajo incluyó la utilización de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y la selección simultánea de materiales y tecnologías de captura; Los oleoductos costeros se consideraron el único medio de transporte posible [19]. De una manera similar, en 2017 d'Amore realizó la optimización económica de una CS CCUS multiperiodo en el amplio contexto geográfico de Europa [20]. Hasta donde sabemos, un diseño integral de CS CO₂ nunca se había optimizado anteriormente en el contexto europeo, teniendo en cuenta varias opciones tecnológicas para cada etapa de diseño [21]. Además, d'Amore consideró opciones de transporte adicionales y lo desarrolló en horizonte temporal de 20 años. A diferencia de otros autores, no se consideró ni EOR ni otras formas de utilización de CO₂, ya que EOR no representa una solución viable en el contexto europeo[22], y la explotación directa de CO₂ (por ejemplo, a través de algún proceso de conversión química) aún no representa una tecnología madura a gran escala [23].

2. Objetivo

El objetivo general del presente trabajo es conseguir la integración de nuevas tecnologías en un horizonte de tiempo limitado que aumenten el número de herramientas a disposición de los agentes encargados de la toma de decisiones para la reducción de las emisiones de CO₂. Para ello se ha llevado a cabo el análisis de la viabilidad de la instalación de las tecnologías de captura, almacenamiento, secuestro y utilización de CO₂ a través de la optimización económica de un modelo matemático MILP multiperiodo mediante el solucionador CPLEX en GAMS.

3. Planteamiento del problema

A partir de los resultados obtenidos para el modelo estático [24], se ha propuesto un marco de optimización para el diseño de una cadena de suministros de captura, almacenamiento, transporte y uso de CO₂ en el contexto europeo durante un horizonte temporal equivalente a 5 años. En la Fig. 4 se representa la cadena de suministros considerada en este trabajo, esta red incluye: las fuentes estacionarias europeas de emisiones de CO₂, donde hemos considerado que todas ellas son centrales eléctricas; las diferentes tecnologías de captura de CO₂ que han sido estudiadas; los diferentes usos que del CO₂, más allá de la conversión química. El caso de estudio se detalla a continuación.

El modelo se ha definido como un problema de un solo objetivo (minimización de costes) a través de un modelo matemático MILP. La red de optimización se describe geográficamente mediante el conjunto de $g=\{1,2, \dots ,124\}$, en las que se sitúan las fuentes de emisiones.

El modelo matemático se divide en cuatro problemas secuenciales: (i) el problema de captura el cual se describe a través del conjunto de tecnologías de captura $k = \{post_{carbon}^{comb}, post_{gas}^{comb}, oxy_{carbon}^{oxy}, pre^{comb}\}$; (ii) el problema de transporte; (iii) el problema de secuestro y (iv) el problema de utilización de CO_2 , $\psi = \{PPP, MeOH\}$.

El problema fue definido a partir de los datos detallados en [24]:

Distribución geográfica de las grandes fuentes estacionarias de emisiones de CO_2 .

De EDGAR (del inglés , *The Emissions Database for Global Atmospheric Research*) se han obtenido las fuentes estacionarias europeas muy grandes ($> 10^6$ toneladas de CO_2 /año) para el año 2018, todas ellas plantas productoras de electricidad, (Fig. 3a) [20]. Con el fin de representar una discretización geográfica de las fuentes estacionarias de emisiones y aun así conservar una complejidad de cálculo se creó una cuadrícula que consta de 124 celdas. Las fuentes de emisiones dentro de una misma celda se agruparon y se asumió que estaban ubicadas en el centro de la celda (Fig. 3b) [20]. Cada grupo de cuadrícula g representa la emisión total de su área y comprende al menos una fuente de emisión activa. Con el objetivo de proporcionar una representación espacial explícita de Europa a partir de la ubicación de las fuentes de emisión se ha calculado la matriz de distancias $LD_{g,g'}$ [km] entre los nodos de origen g y los nodos de destino g' , la metodología de cálculo se encuentra detallada en [24].

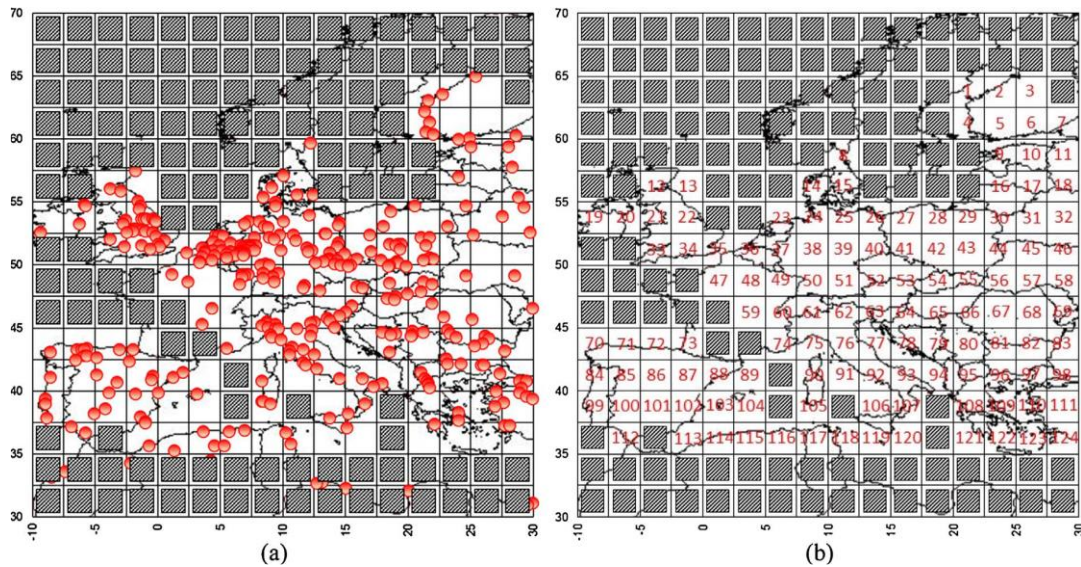


Figura 3. Representación espacial de Europa. Las celdas negras representan regiones sin grandes fuentes de emisiones de CO_2 . En este estudio se han considerado fuentes de emisiones con más de 10^6 t CO_2 /año (a). En la figura (b) se muestran dichas fuentes [20].

Cantidad mínima de CO_2 que debe capturarse en Europa en un año

Se ha asumido un valor del límite mínimo europeo de captura de carbono (α) igual al 50% de las emisiones anuales [25].

Eficiencia de las tecnologías de captura de CO₂.

Dado que el combustible (gas o carbón) utilizado por las centrales eléctricas determina la tipología de las tecnologías de captura k , así como la costes de captura, es necesario conocer qué combustibles fósiles se explota en la generación de electricidad. La estrategia que se ha empleado en este trabajo se basa en las cuotas de producción de electricidad por tecnología específicas de cada país europeo. Las emisiones medias son de 1.04 kg de CO₂ por kWh en el caso de la central eléctrica de carbón y de 0.383 kg de CO₂ por kWh en el caso del gas [20]. Por tanto, hemos supuesto que la emisión de CO₂ dentro de una celda se distribuirá en función de las emisiones medias. Esto se ha estimado para todas las celdas introduciendo el parámetro $y_{k,g} [\%]$ (Tabla A12), que representa el porcentaje de emisiones dentro de la celda g , las cuales podrían ser procesada a través de la tecnología k . El parámetro $y_{k,g} [\text{tCO}_2^{\text{carbon/gas}} / \text{tCO}_2^{\text{tot}}]$ se calculó de acuerdo con los porcentajes de 2013 de combustión de carbón y gas para la producción de electricidad para cada país europeo [26]. El supuesto anterior representa una simplificación, ya que hemos supuesto que las cuotas nacionales de uso de combustibles son las mismas en todo el territorio de un país. En realidad, eso no es del todo cierto y pueden surgir algunas diferencias en términos de ubicación de las tecnologías de captura k , del diseño del sistema de transporte de CO₂ y la ubicación de las plantas de conversión de este. Sin embargo, cabe mencionar que esta simplificación se ha llevado a cabo por falta de datos disponibles para realizar un mapeo más detallado de las fuentes de emisión europeas.

Costes de captura de CO₂ en función de la tecnología elegida por el modelo

Se han asumidos los costes de captura, UCC_k [€/tCO₂] (Tabla A7), proporcionados por [20]. Dichos costes dependen del potencial de captura, coste de capital, coste de electricidad y el coste del CO₂ capturado a través de la postcombustión, precombustión y oxidación. Los costes son únicamente para la etapa de captura y compresión.

Coste de transporte en función del caudal transportado

Como se comentó en [24], para la resolución del problema a gran escala, no se diferenció entre modos de transporte ante la necesidad de reformular el modelo mediante algoritmos de descomposición (por ejemplo, Benders y Lagrange), debido a un tamaño del problema que requiere tiempos de resolución inviables, lo que se ha considerado que no se encuentra al alcance del presente trabajo. Por ello, hemos asumido un único valor de coste unitario de transporte, $UTC_{p,l,t}$ [€/tCO₂/km], equivalente a 0.02122 [€/tCO₂/km/año], para su cálculo se realizó el valor promedio de los valores proporcionados en [27] sobre el coste unitario de transporte para cada valor de $Q_{p,t}$ [MtCO₂/año] discretizado y de modo de transporte, cuyo límite superior es 30 Mt de CO₂ y límite inferior es de 1 Mt de CO₂.

Costes de secuestro de CO₂ en función de la región elegida.

Se considera un límite superior de almacenamiento geológico europeo para cada una de las regiones g (Tabla A16), como se puede observar en algunas regiones g , dicha capacidad es 0. En resumen, la representación espacial explícita de Europa está vinculada con los datos cuantitativos europeos de capacidad de almacenamiento de CO₂.

En cuanto al coste de secuestro de CO₂, se describe en la Sec.4.3., según la metodología propuesta por Ogden [28] para la instalación, operación y mantenimiento de pozos de inyección.

Las características tecno-económicas de la etapa de utilización del CO₂ a través de un conjunto de productos químicos

A pesar de la gran cantidad de mecanismo de conversión que existen actualmente para el CO₂ [29,30] en el presente trabajo se han seleccionado la conversión a metanol (MeOH) y polioles de carbonato de poliéter (PPP), debido a que ambos cumplen con los requisitos establecidos (umbral mínimo de producción anual, disponibilidad de datos tecno-económicos, respetuosos con el medio ambiente y económicamente prometedor). La conversión química del CO₂ en PPP genera 2.65 kg CO₂-eq por kg de producto, consiguiendo una reducción del 11% de emisiones de GEI respecto al proceso tradicional. De manera similar ocurre con la conversión del CO₂ en MeOH, reduciendo 1.2 kg de CO₂ por kg de MeOH respecto al proceso tradicional. La conversión del CO₂ en PPP se caracteriza por generar elevados beneficios, mientras la del MeOH destaca más por la reducción de emisiones al medio ambiente. Los PPP son productos químicos generalmente empleados en la producción de poliuretanos y son uno de los polímeros más producidos, con una producción mundial anual de 9.4 Mt, de las 2.4 Mt se producen solo en Europa [17], mientras que el MeOH es uno de los productos químicos más versátiles y producidos, con una capacidad de producción mundial de 125 [Mt/año] y una demanda europea de 12 [Mt/año] [31]. En el presente trabajo, se ha estudiado la variación del precio de venta de los productos químicos. Se ha asumido como precio de venta de partida de ambos productos químicos, el precio de venta actual 4150 [€/ton PPP] para el PPP [52] y 410 [€/ton MeOH] para el MeOH [32]. A continuación, comentaremos la influencia del precio de venta, sobre el coste total de la red de CCUS. Como caudales de salida del proceso de conversión del CO₂ se han considerado los valores extraídos de, 25000 ton PPP/año y 276115.2 ton MeOH/año [34].

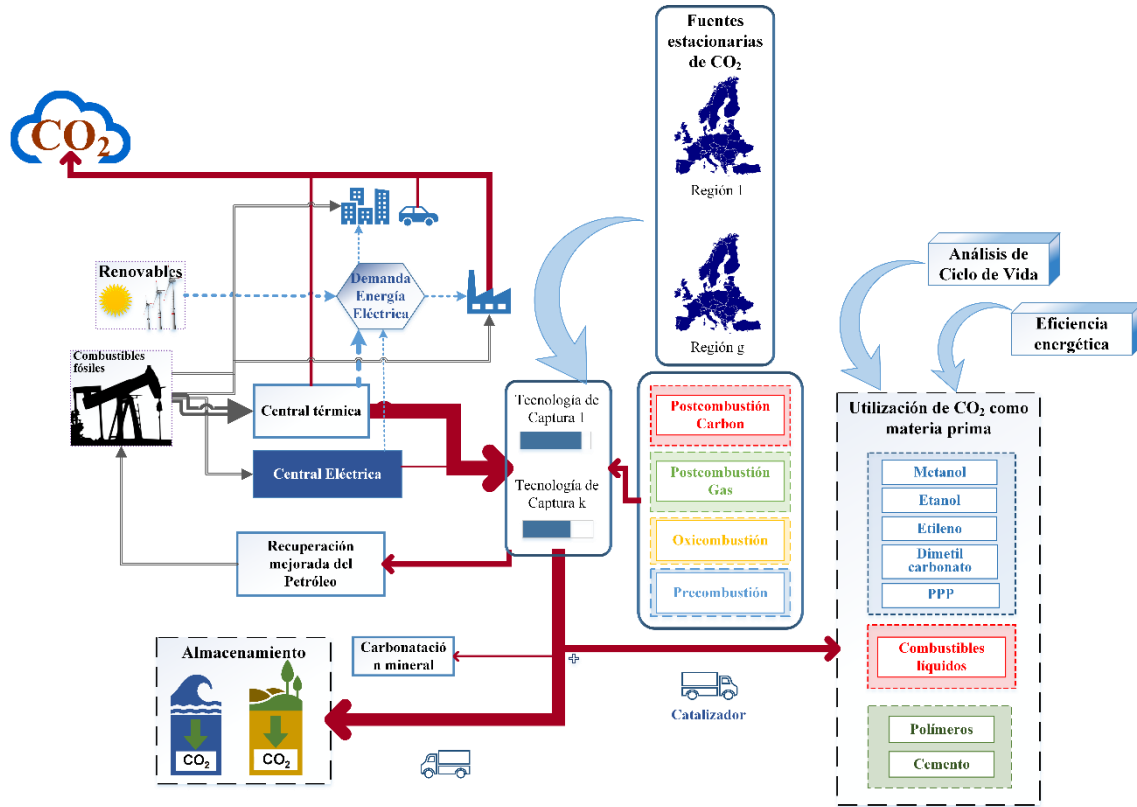


Figura 4. Superestructura cadena de suministros de CCUS.

4. Descripción del modelo

En base a los resultados para el modelo estático en el tiempo, el objetivo del presente trabajo es la optimización de un modelo MILP multi-periodo y espacialmente explícito para una optimización económica de una CS CCUS en términos de minimización del coste total, CT_t [€/año]. El objetivo es minimizar los costes totales de captura, CTC_t [€/año], los costes totales de transporte, CTT_t [€/año] y los costes totales de secuestro, CTS_t [€/año].

$$\begin{cases}
 \text{Objetivo} = \min(CT_t) \\
 CT = CTC + CTT + CTS - \text{Beneficio} \\
 \text{s. a:} \\
 \text{Modelo del problema de captura} \\
 \text{Modelo del problema de transporte} \\
 \text{Modelo del problema de secuestro} \\
 \text{Modelo del problema de utilización}
 \end{cases} \quad (1)$$

Como vamos a detallar a continuación el modelo se basa en el problema de captura (Sec.4.1.), el problema de transporte (Sec.4.2.), el problema de secuestro (Sec.4.3.) y, por último, en el problema de utilización (Sec.4.4.), cada uno de los problemas genera limitaciones al problema principal.

4.1. Modelo de captura

La representación espacial de Europa se describe a través del set $g=\{1,2, \dots, 124\}$ que representa todas las regiones que constituyen la malla de discretización. Aquí se asume un horizonte temporal de 5 años $t=\{1,2, \dots, 5\}$, en el que para cada una de las regiones g se puede seleccionar e instalar una posible tecnología de captura k puede ser seleccionada e instalada. Para cada región g podemos definir el parámetro $P_{g,t}^{max}$ [tCO₂/año] que representa las emisiones anuales globales de CO₂ (Tabla A1-A5). En general, el CO₂ procesado a través de la tecnología k en la región g $P_{k,g,t}$ [tCO₂/año] debe ser igual o inferior al máximo caudal de CO₂ disponible en la región g en el periodo de tiempo t .

$$\sum_k P_{k,g,t} \leq P_{g,t}^{max} \quad \forall g, t \quad (2)$$

Además, $P_{g,t}^{max}$ representa el límite superior para el cálculo de $P_{k,g,t}$. El flujo de CO₂ capturado a través de cada una de las tecnologías k en la región g está también limitado mediante el parámetro $\gamma_{k,g}$ [%], que representa el porcentaje de emisiones que se puede procesar a través de cada una de las tecnologías k en la región g según las características espaciales de los países europeos en cuanto a la generación de energía a base de carbón y gas.

$$P_{k,g,t} \leq P_{g,t}^{max} \cdot \gamma_{k,g} \quad \forall k, g, t \quad (3)$$

Seleccionada una de las tecnología de captura k en la región g , se establece un límite inferior para $P_{k,g,t}$:

$$\sum_{k,g} P_{k,g,t} \geq \alpha_t \cdot \sum_g P_{g,t}^{max} \quad (4)$$

donde α_t representa el límite mínimo europeo de emisiones de CO₂ que se deben capturar. De manera que se define una cantidad mínima global a capturar de CO₂ permitiendo al modelo elegir cuándo instalar las instalaciones de captura. De esta manera, se establece un objetivo global mínimo de reducción de carbono en Europa para los próximos 5 años, teniendo en cuenta las grandes fuentes estacionarias indicadas en el presente trabajo. Entonces, el caudal de CO₂ capturado mediante la tecnología k en la región g en el periodo de tiempo t , $C_{k,g,t}$ [tCO₂/año] se calcula de la siguiente manera:

$$C_{k,g,t} = \eta_k \cdot P_{k,g,t} \quad \forall k, g, t \quad (5)$$

η_k hace referencia al valor medio de la eficiencia de captura de cada una de las tecnologías k (Tabla A7). El coste total de la captura, CTC [€/año], en la región g en el periodo de tiempo t viene dado por la siguiente expresión:

$$CTC_t = \sum_{k,g} (UCC_k \cdot C_{k,g,t}) \quad \forall g, t \quad (6)$$

donde UCC_k [€/tCO₂] es el coste unitario de captura a través de la tecnología k (Tabla A7). Finalmente, el coste global europeo de captura, CTC [€/año], se define como el sumatorio del coste de captura para cada uno de los periodos de tiempo t :

$$CTC = \sum_t CTC_t \quad (7)$$

4.2. Modelo de transporte

Los costes de instalación y explotación de las infraestructuras de transporte pueden describirse a través de los costes unitarios de transporte $UTC_{p,l,t}$ [€/tCO₂/km]. Para el cálculo del balance de masas de CO₂ en la región g se ha establecido que el sumatorio del flujo de captura de CO₂, $C_{k,g,t}$ [tCO₂/año], más el flujo transportado desde la región g' a la región g a través de l en el periodo de tiempo t , $Q_{g',l,g,t}$ [tCO₂/año], dicho sumatorio debe ser igual a los flujos de salida, dado por el flujo de CO₂ secuestrado, $U_{g,t}^{Seq}$, más la cantidad enviada de CO₂ desde la región g hasta la región g' , $Q_{g,l,g',t}$, más la cantidad enviada al proceso de conversión de productos químicos en la región g , $U_{\Psi,g,t}$ [tCO₂/año], en el periodo de tiempo t .

$$\sum_k C_{k,g,t} + \sum_{l,g'} Q_{g',l,g,t} = \sum_{l,g} Q_{g,l,g',t} + U_{g,t}^{Seq} + \sum_{\Psi} U_{\Psi,g,t} \quad \forall g \neq g', t \quad (8)$$

A continuación, se establece el rango de caudal de CO₂ transportado desde la región g hasta la región g' , declarando la variable continua, $Q_{g,l,g',t}$ (Tabla A15), con el fin de mantener la formulación lineal. En este caso, d'Amore lo define como variable discreta Q_p [tCO₂/año] [34].

$$Q_{p,g,l,g',t} = y_{p,g,l,g',t}^{Trans} \cdot Q_p \quad \forall g, l, g', t \quad (9)$$

$$Q_{g,l,g',t} = \sum_p Q_{p,g,l,g',t} \quad \forall g, l, g', t \quad (10)$$

Por lo tanto, la cantidad de CO₂ transportada se opera a través de la variable de decisión binaria $y_{p,g,l,g',t}^{Trans}$ que representa el posible envío de una cantidad $Q_{p,g,l,g',t}$ desde g hasta g' . Seguidamente, se impone que el transporte de CO₂ sea factible entre g y g' , y que deben evitarse los bucles de transporte internos (por ejemplo, no debe producirse un flujo desde la región g a la propia región g), cabe destacar que siempre la región g (región de origen) y la región g' (región de destino) son diferentes.

$$Q_{g,l,g,t} = 0 \quad \forall g, l, g, t \quad (11)$$

De hecho, el coste total de transporte, CTT_t [€/año], viene dado por la contribución de los factores de escala sobre el tamaño total del transporte, diseñado para el transporte por tuberías, CTT_t^{Size} [€/año]; de los factores de escala sobre la longitud total del transporte, CTT_t^{Dist} [€/año] y de los costes relacionados con la conexión dentro de la red CTT_t^{Intra} [€/año]:

$$CTT_t = CTT_t^{Size} + CTT_t^{Dist} + CTT_t^{Intra} \quad \forall t \quad (12)$$

En la ecuación anterior, CTT_t^{Size} representa los costes relacionados con la longitud y el tamaño de las tuberías a través de las cuales se realiza el transporte de CO₂:

$$CTT_t^{Size} = \sum_{p,g,l,g'} (UTC_{p,l} \cdot Q_{p,g,l,g',t} \cdot LD_{g,g'} \cdot \tau_g) \quad \forall t \quad (13)$$

Así, el CTT_t^{Size} depende del tamaño del caudal y de la distancia lineal entre las regiones g y g' , que se corrige mediante un factor de tortuosidad τ_g el cual representa un parámetro corrector del terreno en la región g teniendo en cuenta las características geográficas específicas. Este factor corrector se calcula siguiendo la analogía propuesta por la IEA (del inglés, *International Energy Agency*) entre el transporte por gasoducto de CO₂ y la transmisión eléctrica [33]. Por tanto, se introduce un factor de coste multiplicativo que oscila entre un mínimo de 1.00 en aquellas zonas donde predomine los paisajes llanos (por ejemplo, praderas) y máximo de 1.50 en regiones muy montañosas, en las cuales se puede determinar la necesidad de una trayectoria de la tubería diferente, normalmente más tortuosa (Tabla A6).

Por otro lado, CTT_t^{Dist} representa la contribución de los costes de la distancia de transporte cuando en el periodo de tiempo t :

$$CTT_t^{Dist} = \sum_t f^{Transporte} \cdot \sum_{g,g'} (Q_{g,l,g',t} \cdot LD_{g,g'}) \quad \forall t \quad (14)$$

Donde el término $f^{Transporte}$, en este caso se ha considerado un factor al coste relacionado con la distancia de transporte. Por último, el tercer término de la ecuación (14) representa todos los costes de transporte de corta distancia dentro de cada región de captura g para cada periodo de tiempo t :

$$CTT_t^{Intra} = \overline{UTC} \cdot \sum_{k,g} (C_{k,g,t} \cdot LD_g) \quad \forall t \quad (15)$$

Donde \overline{UTC} se ha calculado sacando el valor medio del coste unitario de transporte por oleoducto terrestre a partir de los datos recogidos en el artículo d'Amore [34], tomando un valor de 0.0125 [€/tCO₂/km]. Mientras que LD_g [km] representa el tamaño de cada una de las celdas para cada región g , suponiendo que las fuentes de emisión se agrupan en el centro de la celda se considera que la longitud de intra-conexión es igual a $\sqrt{2}/2$ veces el tamaño de la celda LD_g (Fig. 5) de manera que nos aseguramos de que las tuberías puedan llegar a todas las zonas marginales de la celda para el correcto almacenamiento de CO₂.

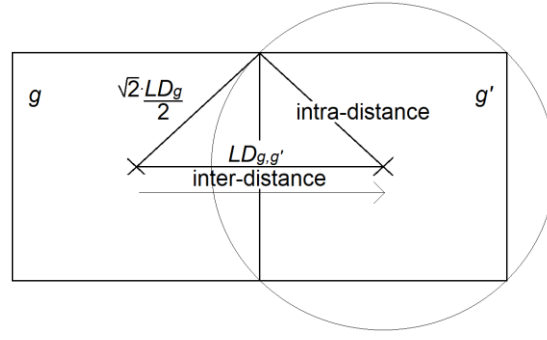


Figura 5. Definición de inter-conexión entre la región g y g' y de intra-conexión, de acuerdo con la inter-distancia entre la región g y g' y la máxima intra-distancia, respectivamente.

Finalmente, el coste total de transporte para todos los periodos de tiempo t , CTT [€/año], se ha calculado mediante la ecuación (16):

$$CTT = \sum_t CTT_t \quad (16)$$

4.3. Modelo de secuestación

Una vez el CO_2 es transportado, puede ser secuestrado en las formaciones geológicas en función de los flujo de secuestro $U_{g,t}^{Seq}$ [$\text{tCO}_2/\text{año}$]. Se impone un límite superior para la cantidad total que se puede almacenar en cada región g durante el horizonte temporal t :

$$U_{g,t}^{Seq} \leq U_{g,t}^{SeqMax} \quad \forall g, t \quad (17)$$

donde $U_{g,t}^{Seq}$ [tCO_2] representa el límite superior para el almacenamiento en la región g , estos valores se recogen en la Tabla A16. El número de pozos de secuestro $N_{g,t}$ se puede definir para cada una de las regiones g dividiendo el CO_2 secuestrado, $U_{g,t}^{Seq}$, con la capacidad máxima de CO_2 que puede ser procesado por un único pozo, N_{max} [$\text{tCO}_2/\text{año}$], que dado el desconocimiento de las propiedades geológicas específicas de los pozos como por ejemplo la permeabilidad, se ha asumido un valor medio de inyección de $1.56 \text{ MtCO}_2/\text{año}$ por pozo [28].

$$N_{g,t} = U_{g,t}^{Seq} / N_{max} \quad \forall g, t \quad (18)$$

En cuanto al coste de secuestro total es proporcional al número de pozos de inyección N_g que deben instalarse en la región g :

$$CTS_t = \sum_g [(CCR^{Seq} \cdot OM^{Seq}) \cdot off_g \cdot (m_1 \cdot d_g + m_2) \cdot N_{g,t}] \quad \forall t \quad (19)$$

donde, CCR^{Seq} [%] representa la tasa anual de costo del pozo de inyección, es decir, la tasa anual de costes de explotación y mantenimiento; m_1 y m_2 fijados en 1.6 M€/km y 1.3 M€/km respectivamente son los parámetros de coste para la construcción de pozos y posterior inyección

de CO₂, mientras que d_g [km] es la profundidad espacial de inyección en cada una de las regiones g , que oscila entre un valor mínimo de 0.8 km y un máximo de 2 km, para el presente trabajo se ha tomado un valor medio de 1.4 km. Además, off_g representa el coste adicional de instalación y mantenimiento de pozos de inyección en alta mar en lugar de en la tierra, este valor se fijó en un valor de 5 [35].

Por último, el coste global de secuestro para cada t , CTS [€/año] se ha definido como:

$$CTS = \sum_t CTS_t \quad (20)$$

4.4. Modelo de utilización

Explicados los modelos de captura, transporte y secuestro en el siguiente apartado hablaremos sobre el modelo de utilización, el cual se basa en el proceso de conversión para la producción de PPP o MeOH. A diferencia de en [24] en el presente trabajo se ha variado la forma de calcular el beneficio [€/año], basándose en las ecuaciones extraídas de [36]. El *EBITDA* (del inglés, *Earnings before interest, tax, depreciation and amortization*) se calcula como la suma de los flujos de caja, $CF_{\Psi,g,t}$ [€/año] generados en cada uno de los períodos de tiempo t en los que se divide el horizonte de tiempo, en este caso 5 años:

$$Beneficio = \sum_t EBITDA_t \quad (21)$$

$$EBITDA_t = \sum_t \frac{CF_{\Psi,g,t}}{(1 + ir_t)^{t-1}} \quad (22)$$

En esta ecuación, ir_t representa la tasa de interés, hemos considerado un valor de un 1%. El flujo de caja, $CF_{\Psi,g,t}$ [€/año], en cada periodo de tiempo t se determina a partir de las ganancias netas (es decir, la ganancia después de los impuestos) y la fracción del capital despreciable total, $FTDC_t$, correspondiente a cada período de tiempo. donde $CF_{\Psi,g,t}$ se define como:

$$CF_{\Psi,g,t} = NE_{\Psi,g,t} - FTDC_t \quad t = 1, \dots, NT - 1 \quad (23)$$

En la ecuación (24) consideramos que en el flujo de caja del último período de tiempo se recuperará parte de la inversión total de capital fijo, $FCl_{\Psi,g}$ [€/año], esta cantidad representa el valor de rescate de red, sv .

$$CF_{\Psi,g,t} = NE_{\Psi,g,t} - FTDC_t + svFCl_{\Psi,g} \quad t = NT \quad (24)$$

Las ganancias netas, $NE_{\Psi,g,t}$ se obtienen restando los costes de producción de los productos químicos Ψ , $COM_{\Psi,g,t}$, e impuestos acumulados de los ingresos totales por la venta de los productos químicos Ψ , $Rb_{\Psi,g}$ [€/año]. Los impuestos acumulados durante el período t se

determinan a partir de la tasa de impuestos, tax_c , y la ganancia bruta (es decir, la diferencia entre los ingresos, el coste total de producción de los productos químicos y la depreciación, DEP_t).

$$NE_{\Psi,g,t} = Rb_{\Psi,g,t} - COM_{\Psi,g,t} - tax_g(Rb_{\Psi,g,t} - (COM_{\Psi,g,t} + DEP_t)) \quad (25)$$

El término de depreciación se calcula con el método de línea recta:

$$DEP_t = \frac{(1 - svFCI_{\Psi,g,t})}{NT} \quad \forall t \quad (26)$$

Por su parte, $Rb_{\Psi,g,t}$ [€/año] representa los ingresos unitarios por la venta del producto químico Ψ en la región g , los cuales han sido calculados a partir del precio unitario de venta de los productos químicos Ψ generados en el proceso de conversión para la producción de los productos químicos Ψ , $P_{\Psi,t}$ [€/año] y de los caudales máxicos de salida de los de los productos químicos Ψ , $m_{\Psi,t}^{output}$ [tCO₂/año].

$$Rb_{\Psi,g,t} = \sum_{\Psi} \frac{P_{g,t} \cdot m_{\Psi,t}^{out}}{U_{\Psi,t}^{ref}} \quad \forall g, t \quad (27)$$

El parámetro $U_{\Psi,t}^{ref}$, representan la capacidad de referencia de producción de una planta, tomando el valor de 250 kt/año [34]. El caudal de salida $m_{\Psi,t}^{output}$ y el precio unitario $P_{\delta,\Psi,t}$ son datos extraídos de [37], [38] y [39] y se diferencian entre los distintos países europeos c en función del coste del gas natural, electricidad y coste de mano de obra (Tabla A8).

El coste de fabricación $COM_{\Psi,g,t}$ es calculado de acuerdo con la formulación propuesta por Turton [40].

$$COM_{\Psi,g,t} = U_{\Psi,g,t}^{chem} \cdot [A_{\Psi} \cdot (Raw_{\Psi,g} + util_{\Psi,g})] + B_{\Psi} \cdot FCI_{\Psi,g,t} + C_{\Psi} + lab_{\Psi,g} \cdot y_{\Psi,g,t}^{chem} \quad \forall \Psi, g, t \quad (28)$$

cómo podemos ver en la ecuación (28), el coste de fabricación depende de la cantidad de producto químico en la región g , $U_{\Psi,g}^{chem}$ [tCO₂] que se multiplica por el escalar A_{Ψ} el cual toma el valor de 1.23 que pondera a su vez la suma de la materia prima $Raw_{\Psi,g}$ [€/tCO₂] (Tabla A8) y $util_{\Psi,g}$ [€/tCO₂] (Tabla A8), que representan los coste unitarios de las materias primas y de los servicios públicos para el producto químico Ψ en la región g , respectivamente. Además, la variable $COM_{\Psi,g,t}$ también depende de la inversión en capital fijo, $FCI_{\Psi,g,t}$ [€], para la producción de dichos productos químicos en la región g , ponderada por el escalar B_{Ψ} que es igual a 0.28; y del coste de la mano de obra $lab_{\Psi,g}$ [€/año] pondera en su caso por el escalar C_{Ψ} que en su caso toma el valor de 2.73 y se supone que escala linealmente con el tamaño de la planta. La variable binaria $y_{\Psi,g,t}^{chem}$ determina si la productividad $U_{\Psi,g,t}^{chem}$ del producto químico en la región g toma el valor 0 o no, y en el caso de que no tome el valor nulo la contribución de los costes laborales es consecuente en el valor final del coste de producción de los productos químicos Ψ en la región g .

De hecho $y_{\Psi,g,t}^{chem}$ es una variable de decisión que determina si hay producción del producto químico Ψ en la región g , o no, según el límite superior de productividad $U_{\Psi,g,t}^{max}$ establecido en 2.4 Mt/año para el PPP y 12 Mt/año para el MeOH (valores actuales de producción en Europa) en la región g .

$$U_{\Psi,g,t}^{chem} \leq y_{\Psi,g,t}^{chem} \cdot U_{\Psi,g,t}^{max} \quad \forall \Psi, g, t \quad (29)$$

En este modelo se asume que la producción de PPP y MeOH no puede ser superior a la actual demanda europea, por lo tanto:

$$\sum_g U_{PPP,g,t}^{chem} \leq DEMANDA_t^{PPP} \quad (30)$$

$$\sum_g U_{MeOH,g,t}^{chem} \leq DEMANDA_t^{MeOH} \quad (31)$$

En cuanto al término $FCI_{\Psi,g,t}$ [€/año] de la ecuación (28) se ha evaluado siguiendo la formulación no lineal proporcionada por Sinnot y Towler [41]. Por lo que para la resolución de este problema de optimización (MILP), dicha formulación se ha linealizado y se ha empleado la siguiente expresión para el cálculo de dicha variable:

$$FCI_{\Psi,g,t} = U_{\Psi,g,t}^{chem} \cdot FCI_{\Psi}^{Slope} \cdot y_{\Psi,g,t}^{chem} \cdot FCI_{\Psi}^{Intercept} \quad \forall \Psi, g, t \quad (32)$$

donde FCI_{Ψ}^{Slope} [€/tonelada producto químico Ψ] y $FCI_{\Psi}^{Intercept}$ [€/tonelada producto químico Ψ] (Tabla A15) son respectivamente, las matrices de los coeficientes de pendiente y de intercepción de los costes de capital de las instalaciones para producir cada producto químico Ψ [42].

A continuación, es posible evaluar la depreciación $d_{\Psi,g}$ [%], porcentaje fijado al 10% [43] sobre el coste fijo de capital de inversión para la producción de productos químicos Ψ en la región g , por lo que el cálculo de $d_{\Psi,g}$ se define como:

$$d_{\Psi,g,t} = 0.1 \cdot FCI_{\Psi,g,t} \quad \forall \Psi, g, t \quad (33)$$

Como hemos visto anteriormente, $U_{\Psi,g,t}^{chem}$ representa la cantidad óptima de producto químico Ψ que puede producirse en la región g según la solución del modelo. Es posible vincular dicha producción con la cantidad real de CO₂ enviado al proceso de conversión. En primer lugar, definimos la variable $U_{\Psi,g,t}^{conv}$ [tCO₂/año], la cual representa la cantidad de CO₂ convertido y utilizado para producir el producto químico Ψ en la región g para cada uno de los periodos de tiempo t :

$$U_{\Psi,g,t}^{conv} = \eta_{\Psi}^R \cdot U_{\Psi,g,t}^{chem} \quad \forall \Psi, g, t \quad (34)$$

El parámetro η_{Ψ}^R [tCO₂ /toneladas de producto químico Ψ] representa la cantidad de CO₂ que se necesita para producir una cantidad unitaria de producto químico Ψ . Por otro lado, tenemos la variable $U_{\Psi,g,t}^{Direct}$ [tCO₂/año] que tiene en cuenta las emisiones directas de CO₂ generadas por durante el proceso de fabricación de los productos químicos Ψ en la región g :

$$U_{\Psi,g,t}^{Direct} = (1 - \eta_{\Psi}^C) \cdot U_{\Psi,g,t} \quad \forall \Psi, g, t \quad (35)$$

en este caso el parámetro η_{Ψ}^C , hace referencia a la eficiencia de conversión de CO₂ del proceso que genera el producto químico Ψ [44]. Por último, la variable $U_{\Psi,g,t}$ [tCO₂/año] se define como la suma de:

$$U_{\Psi,g,t} = U_{\Psi,g,t}^{Conv} + U_{\Psi,g,t}^{Direct} \quad \forall \Psi, g, t \quad (36)$$

representa la cantidad de CO₂ enviada al proceso de conversión para la producción de los productos químicos Ψ en la región g para cada periodo de tiempo t . También es posible evaluar las emisiones indirectas de CO₂ procedentes del proceso de conversión a través de la variable $U_{g,t}^{Ind}$ [tCO₂/año], dichas emisiones indirectas se calculan siguiendo la siguiente expresión:

$$U_{g,t}^{Ind} = \sum_{\Psi} CI_g \cdot EEC_{\Psi} \cdot U_{\Psi,g,t}^{Conv} \quad \forall g, t \quad (37)$$

donde CI_g [tCO₂^{Indirecto}/GJ] es la intensidad de emisión de carbono para generación de electricidad en la región g [45], mientras que EEC_{Ψ} [GJ/tCO₂] es el consumo específico de energía eléctrica para producir el producto químico Ψ [37]. En caso de explotar sólo una de las fuentes de energía de bajo contenido en carbono (por ejemplo, las energías renovables o la energía nuclear) se supondrá que CI_g es igual a 0, por lo que la contribución de las emisiones indirectas de CO₂ generadas por los procesos de conversión se desprecia por completo.

Por último, la cantidad total de CO₂ convertida en productos químicos $U_{\Psi,g,t}^{Conv}$ debe ser mayor que la cantidad de CO₂ generada de forma directa e indirecta durante el proceso de conversión para la producción de productos químicos, por lo tanto, establecemos que:

$$\sum_{\Psi,g} U_{\Psi,g,t}^{Conv} \geq \sum_{\Psi,g} U_{\Psi,g,t}^{Direct} + \sum_{\Psi,g} U_{g,t}^{Ind} \quad (38)$$

Finalmente, el modelo asume que los pagos de la inversión de capital fijo se dividen en cantidades iguales a lo largo del horizonte temporal. Por lo tanto, la variable $FTDC_t$ se calcula de la siguiente manera:

$$FTDC_t = \frac{FCI_{\Psi,g,t}}{NT} \quad \forall t \quad (39)$$

5. Resultados

En el siguiente apartado, vamos a analizar y comentar los cinco escenarios estudiados en el presente trabajo.

5.1. Escenario A. Variación de la demanda de PPP y MeOH

Como sabemos, el mundo actual está sufriendo una nueva crisis respecto a las materias primas debido al crecimiento económico que está teniendo lugar en China. Esto está generando que las infraestructuras disponibles actualmente no sean capaces de abastecer dicho incremento. Por ello, en el Escenario A, se analizó la influencia del aumento de la demanda europea de los productos químicos hasta el 50% de manera hipotética durante un periodo temporal de 5 años en la configuración final de la CS, así como en el rendimiento económico de la instalación de un sistema de captura, almacenamiento, transporte y utilización de CO₂ (Tabla 1). Este escenario coincide con el estudio del escenario A [24], con la diferencia de que el modelo propuesto en el presente trabajo el beneficio se calcula a partir de la ecuación (22), la cual tiene en cuenta una tasa de interés, ir [%] igual al 1%.

Tabla 1. Aumento de la demanda de los productos químicos en un periodo temporal de 5 años.

Año	PPP	MeOH
	[MtCO ₂ /año]	[MtCO ₂ /año]
2020	2.4	12
2021	2.7	13.5
2022	3	15
2023	3.3	16.5
2024	3.6	18

En la Tabla 2, se muestran los resultados obtenidos en términos de costes, como podemos ver a medida que aumenta la demanda de los productos químicos, la instalación de la cadena de suministros CCUS resulta más viable económicamente, ya que el coste total del proceso disminuye hasta un 21.93% en el año 2024 respecto al año 2020, pasando de 10.99 [€/año] a 8.58 [€/año] teniendo en cuenta el beneficio. En relación con el beneficio, como cabría esperar aumenta progresivamente a lo largo del tiempo pasando de un 11.66% en 2021 a un 48.86% en 2024, respecto a 2020. En cuanto a los costes de secuestro y transporte, no sufren una variación significativa a lo largo del periodo de tiempo t , esto se debe a que la mayor contribución sobre el coste total son los costes relacionados con la captura, debido al coste de las tecnologías de captura k .

Tabla 2. Resultados económicos variando la demanda de los productos químicos. Escenario A.

Año	CTC [€/año]	CTT [€/año]	CTS [€/año]	CT [€/año]	Beneficio [€/año]
2020	14.39	1.71	0.17	10.99	5.27
2021	14.45	1.69	0.17	10.43	5.88
2022	14.39	1.79	0.17	9.85	6.50
2023	14.51	1.70	0.17	9.28	7.10
2024	14.58	1.68	0.17	8.58	7.84

En cuanto a las configuraciones finales de la CS obtenidas para cada uno de los casos estudiados, podemos observar cambios en la red de transporte para garantizar el almacenamiento del CO₂ capturado, pero la complejidad de dicha red es muy parecida en todos los casos. A continuación, se muestran las configuraciones finales de la CS para el año 2020 (Fig. 6) y 2024 (Fig. 7). En ellas se han representado las regiones de captura europeas a través de círculos azules, las regiones de producción de MeOH mediante círculos amarillos; en el caso de las regiones de producción del PPP se han definido mediante círculos verdes y los círculos rojos hacen referencias a las regiones de secuestro. El resto de las figuras se encuentran en la Sec.10.3.

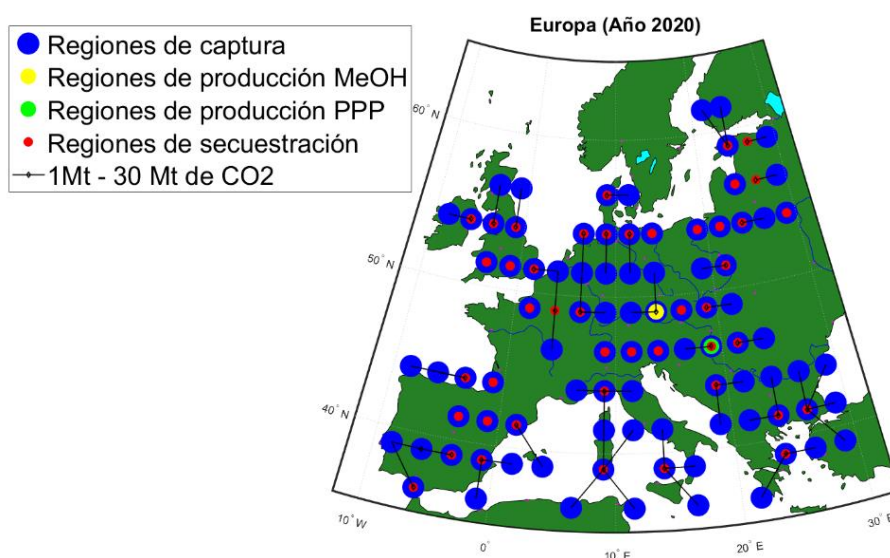


Figura 6. Configuración final de la CS para una demanda de los productos químicos igual a la demanda actual.

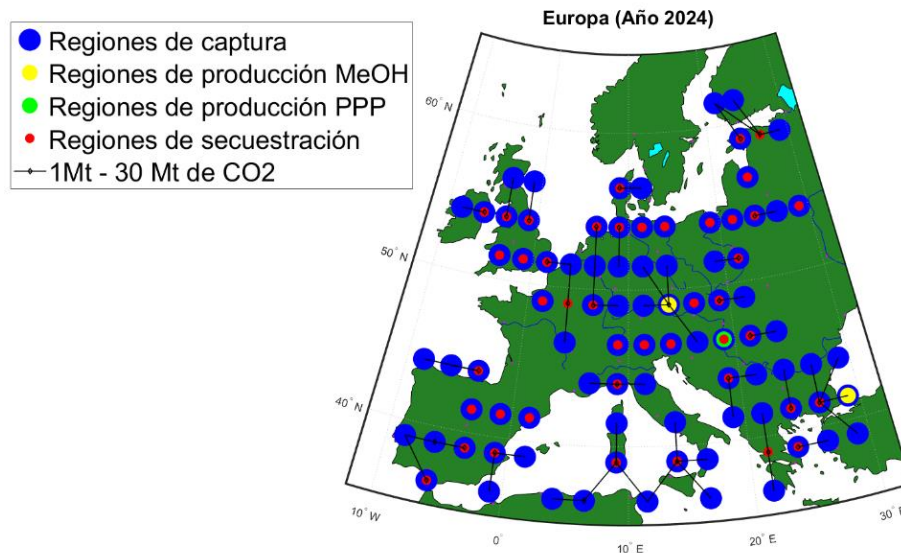


Figura 7. Configuración final de la CS para un aumento de la demanda de productos químicos igual al 50%.

En términos de utilización, en el rango temporal de 2020-2023, sería suficiente aumentando el tamaño de las plantas de conversión para cubrir el aumento la demanda europea de productos químicos estudiados, pero la ubicación de estas no variaría. No es hasta el año 2024, donde un aumento de la demanda del 50% produce cambios significativos en la configuración final de la red CCUS, ya que para abastecer el crecimiento de la demanda de MeOH a nivel europeo, es decir 18 MtCO₂/año, mediante los procesos de conversión del CO₂ se hace necesario la instalación de dos plantas de conversión, una de ellas situada en Republica Checa como en los casos anteriores y la otra en Turquía (Fig. 7), donde los costes de producción del MeOH son bajos, estos resultados son equivalentes a los obtenidos en [24].

Dicho aumento de la demanda, también se ve reflejado en el caudal de CO₂ destinado al proceso de conversión, $U_{\psi,g,t}^{conv}$. Como podemos observar en la Tabla 3, en el año 2024, el 4.6% de las emisiones de CO₂ capturado serían destinadas a los procesos de conversión de productos químicos. Pasando de 16.92 Mt del CO₂ convertido en 2020 a 25.48 Mt CO₂ en 2024, es decir, esto supondría un incremento del 33.56%. Este cambio, tendrían un efecto positivo tanto a nivel ambiental como a nivel económico, como hemos comentado previamente. A pesar de ello, se trata de un porcentaje muy bajo, para poder lograr el objetivo que establece la UE de reducir un 55% las emisiones para el año 2030. Para ello, el uso del CO₂ en los procesos de conversión debería ser 38 veces más que el actual.

Tabla 3. Resultados obtenidos para el aumento de la demanda de un 50% respecto 2020.

Año	Modelo	Demanda	$\sum C_{k,g,t}$ [Mt/año]	$\sum Q_{g,l,g',t}$ [Mt/año]	$\sum U_{g,t}^{Seq}$ [Mt/año]	$\sum U_{\psi,g,t}^{conv}$ [Mt/año]
2020	CCUS	1x	594.00	214.98	575.64	16.92
2021	CCUS	1.125x	594.73	211.57	574.08	19.11
2022	CCUS	1.25x	593.91	222.44	570.96	21.23
2023	CCUS	1.375x	594.64	211.87	569.40	23.35
2024	CCUS	1.5x	595.38	206.22	567.84	25.48

En cuanto a las tecnologías de captura k empleadas para procesar las emisiones de CO₂, de las cuatro tecnologías consideradas en el presente trabajo (Fig. 8), predomina el uso de la postcombustión por carbón y la precombustión por gas, siendo mayoritaria en todos los casos estudiados la precombustión por gas. Bien es cierto, que para este Escenario no se trata de un análisis significativo, dado que a pesar de que se produce un aumento de la demanda de los productos químicos, la cantidad de CO₂ capturado en cada uno de los periodos de tiempo t estudiados no varía (Tabla 3). La elección de la tecnología de precombustión gas, está basada en términos económicos, dado que como se recoge en la Tabla A7, se trata de la tecnología más económica 25 [€/tCO₂] frente a 33 [€/tCO₂] de la tecnología de postcombustión carbón. En cuanto a la contribución de la postcombustión gas y oxidación, es prácticamente despreciable, se aprecia mayor contribución en el año 2024.

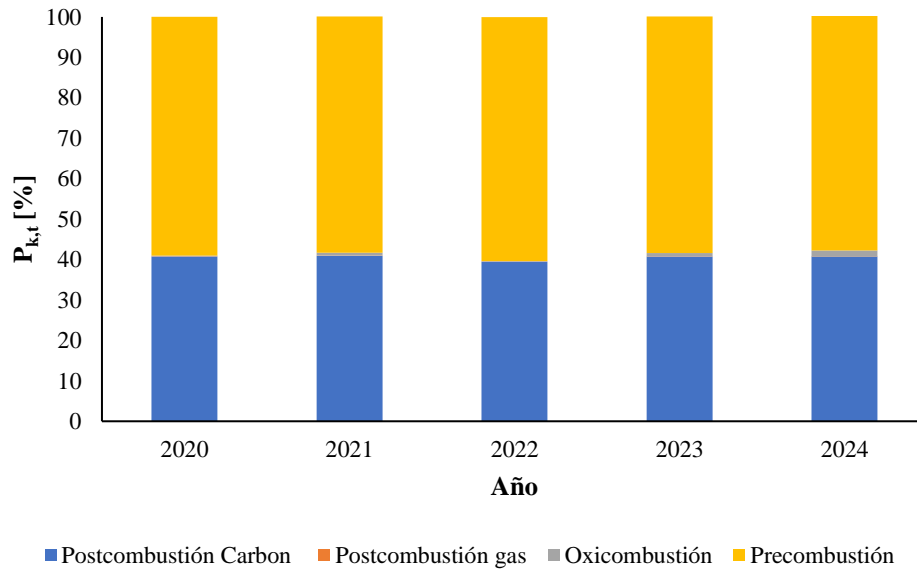


Figura 8. Porcentaje de CO₂ procesado a través de la tecnología k .

Otro aspecto para tener en cuenta, son las emisiones directas de CO₂, $U_{\psi,g,t}^{Direct}$, generadas en el proceso de conversión del CO₂ capturado en productos químicos, así como las emisiones

indirectas, $U_{g,t}^{Ind}$, generadas en dicho proceso de conversión. Como podemos observar en la Tabla 4, la contribución de estas emisiones aumenta a medida que aumenta la demanda de productos químicos. Siendo mucho más importante la contribución de las emisiones indirectas (hasta un 91.2%).

Tabla 4. Emisiones directas e indirectas de CO_2 generadas durante el proceso de conversión a productos químicos.

Año	$\Sigma U_{\psi,t}^{Direct}$ [Mt/año]	$\Sigma U_{g,t}^{Ind}$ [Mt/año]
2020	1.37	11.44
2021	1.54	12.87
2022	1.71	14.30
2023	1.88	15.73
2024	2.06	23.42

A continuación, vamos a comparar el Escenario A del presente trabajo con el Escenario A analizado en [24], ambos tienen en común que se ha analizado la influencia de la demanda europea de los productos químicos, pero se diferencian en que en [24] se consideró que toda la electricidad necesaria para realizar los procesos de conversión y utilización proviene de fuentes libres de emisiones de carbono, por lo que se despreció las emisiones indirectas de CO_2 , y en consecuencia, la ecuación (38) no se tuvo en cuenta en el modelo. Comparando el resultado obtenido para el año 2020, con el Escenario A_{D1} donde la demanda de productos químicos es la misma se observa que el coste total del proyecto se incrementa en un 5%. En lo referente a los beneficios, la instalación de la CS CCUS resulta ser un 11% menos rentable, pero consideramos que no tener en cuenta las emisiones indirectas, dado su gran contribución es un error, y que los resultados obtenidos son más realistas.

Como hemos comentado anteriormente, para que la utilización del CO_2 en procesos de conversión tenga un efecto positivo tanto económico como medioambiental, la demanda de estos productos químicos obtenidos a través de procesos de conversión tendría que ser al menos el doble de la demanda europea actual.

5.2. Escenario B. Variación del precio de venta de los productos químicos ψ

En el escenario B, se ha supuesto que el precio de venta de los productos químicos obtenidos tras el proceso de conversión del CO_2 varía durante los próximos 5 años un 10%. Para ello hemos supuesto tanto una disminución como un aumento del 10%, respecto a los precios de venta actuales del PPP y MeOH (Tabla 5). Bien es cierto, que para todos los años estudiados se ha fijado la demanda de ambos productos químicos a la demanda actual europea, que como hemos indicado anteriormente, es 2.4 Mt/año para el PPP y 12 Mt/año para el MeOH.

Tabla 5. Variación del precio de venta de los productos químicos en cada periodo de tiempo t .

Año	$P_{ppp,t}$ [€/tonelada producto químico Ψ]	$P_{MeOH,t}$ [€/tonelada producto químico Ψ]
2020	4150	410
2021	3942	389
2022	3735	369
2023	4357	430
2024	4565	451

En base a los resultados obtenidos, nos hemos centrado en la influencia de dicha variación a niveles económicos, es decir, en los beneficios generados por la venta de los productos químicos Ψ .

En términos de costes, podemos observar en la Tabla 6 los resultados obtenidos. El comportamiento observado, es el esperado. Dado que, a mayor precio de venta mayor beneficio y por lo tanto menor coste total de instalación del sistema de captura, transporte, secuestro y utilización del CO_2 . En el año 2021, donde se ha considerado que el precio de venta de ambos productos químicos eran un 5% más económicos que respecto a los precios de ventas del 2020, se obtiene un beneficio del -9.68%. En cambio, para el año 2024, donde se ha supuesto que el precio de venta de los productos químicos aumenta un 10% respecto al precio actual, se observa un aumento del beneficio del +17.83%. En la Fig. 9 podemos ver la evolución del beneficio a lo largo del horizonte temporal estudiado, donde se alcanza el menor beneficio en el año 2022, dado que se ha supuesto que, para este año, el precio de venta de los productos químicos disminuye un 10% respecto al precio del 2020.

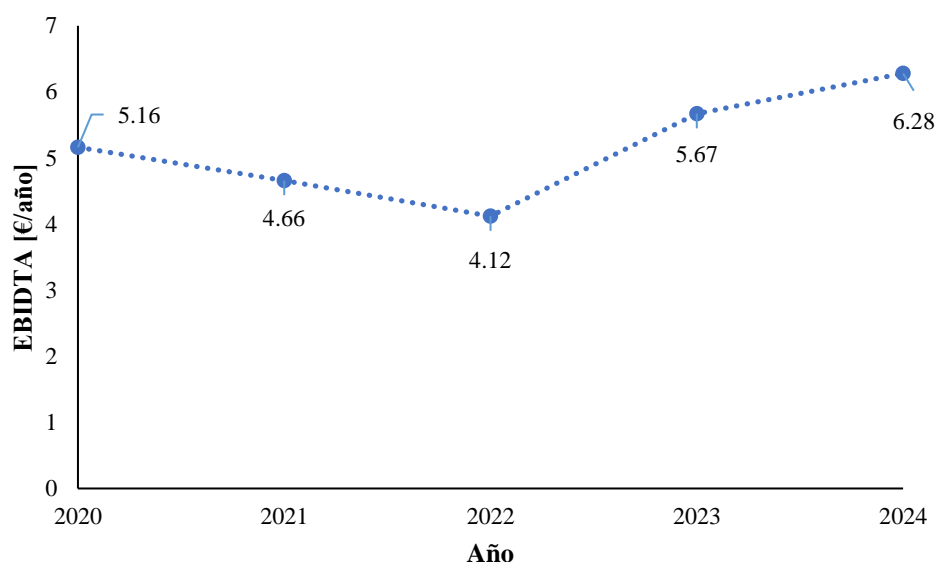


Figura 9. Beneficios obtenidos para los diferentes casos estudiados, donde el precio de venta de los productos químicos varía desde -10% hasta +10%. Escenario B.

Tabla 6. Resultados obtenidos en términos de costes y beneficios.

Año	CTC [€/año]	CTT [€/año]	CTS [€/año]	CT [€/año]	Beneficio [€/año]
2020	14.39	1.70	0.17	11.09	5.16
2021	14.39	1.70	0.17	11.62	4.66
2022	14.38	1.70	0.17	12.14	4.12
2023	14.37	1.72	0.17	10.59	5.67
2024	14.39	1.71	0.17	9.99	6.28

Estos resultados demuestran que, al precio de venta del producto final, tiene una pequeña influencia sobre el coste total de instalación, y en consecuencia sobre el beneficio.

Respecto a la configuración final de la red de la CS y las tecnologías de captura k utilizadas en cada uno de los años estudiados tiene sentido que no se observe ningún cambio, dado que estamos trabajando a valores de demanda fijos. Y, por lo tanto, tanto el tamaño de las plantas de conversión, como la cantidad de CO₂ procesada a través de cada una de las tecnologías de captura no cambian. La configuración de la red de CS puede consultarse en los apéndices, donde solo se aprecia una pequeña variación sobre la red de transporte (Sec.10.4.).

A modo comparativo, en la Fig. 10, se ha comparado el *EBITDA* [€/año] obtenido para el Escenario A y B, donde se comprueba que el aumento de la demanda de los productos químicos presenta más contribución que el aumento del precio de venta. Es cierto, que quizá se ha considerado un incremento del precio de venta final de los productos químicos muy poco realista, dado que la descarbonización del sistema, en la cual ya están trabajando grandes potencias empresariales provocará que todas las materias primas que provienen de subproductos del

petróleo alcancen precios históricos debido a la poca disponibilidad de estos productos que existirá.

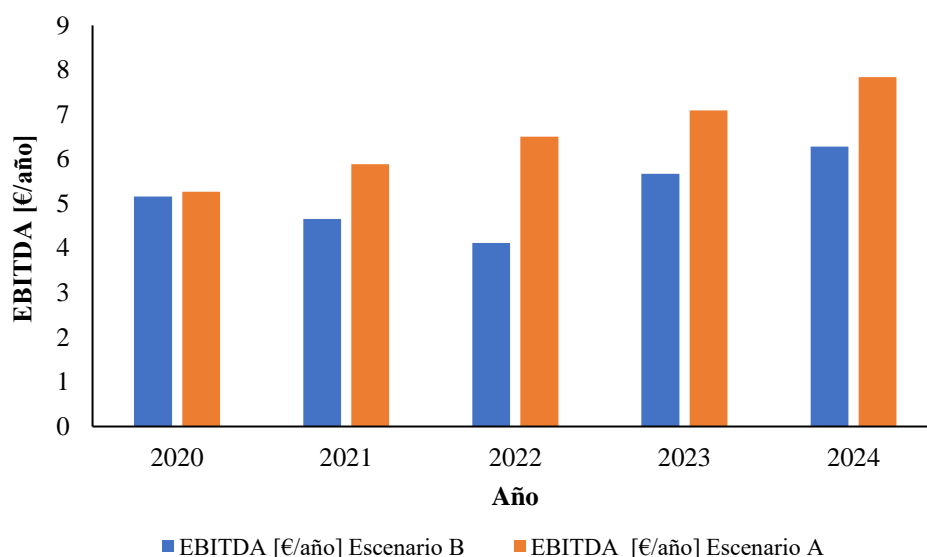


Figura 10. Comparación EBITDA [€/año]. Escenario B y A

5.3. Escenario C. Disminución de las emisiones de CO₂ en cada región g.

La UE pretende que para el año 2030 se reduzcan un 55% las emisiones de CO₂ respecto al año base 1990. Como se recoge en [2], en el año 2019 se alcanzó una disminución del 24% de dichas emisiones, por lo que, para realizar el Escenario C, hemos supuesto que, en los próximos 5 años, la Unión Europea debe reducir un 12.4% las emisiones de CO₂, con el objetivo de que en el año 2050 se alcance una neutralidad ambiental, es decir, cero emisiones. Por lo tanto, hemos supuesto un reducción anual del 3.1% de las emisiones totales de CO₂ en cada una de las regiones g, desde 2020 hasta 2024.

En base a los resultados obtenidos (Tabla 7), una disminución del 12.4% de las emisiones totales europeas de CO₂ supondría un aumento del 2.52% del caudal de CO₂ convertido en producto químico en 2020 al 3.23% en el año 2024 a partir del caudal capturado, la cantidad de CO₂ secuestrado, $U_{g,t}^{Seq}$ [tCO₂/año] se reduciría un 12.19%, lo que supondría una ventaja debido a que el almacenamiento geológico es limitado.

Tabla 7. Caudales capturados, transportados, secuestrados y destinados al proceso de conversión.

Año	Modelo	Demanda	$\sum C_{k,g,t}$ [Mt/año]	$\sum Q_{g,l,g',t}$ [Mt/año]	$\sum U_{g,t}^{Seq}$ [Mt/año]	$\sum U_{\psi,g,t}^{conv}$ [Mt/año]
2020	CCUS		594.00	213.67	575.64	16.92
2021	CCUS	1x	576.84	206.15	558.48	16.92
2022	CCUS	1x	558.12	197.05	539.76	16.92
2023	CCUS	1x	540.96	193.23	522.60	16.92
2024	CCUS	1x	523.80	189.18	505.44	16.92

En trabajos futuros, sería interesante considerar que la demanda de CO₂ para los diferentes procesos que existen actualmente donde el CO₂ se utiliza como materia prima aumenta cada año, de forma que la cantidad de CO₂ destinada a los procesos de conversión $U_{\psi,g,t}^{conv}$ [tCO₂/año] aumenta, generando mayor beneficio y por ende disminuyendo el coste total [€/año] de la instalación del sistema de captura, transporte, secuestro y almacenamiento de CO₂.

En cuanto a las configuraciones finales de la cadena de suministros, no se observan cambios significativos para el año 2024 (Fig.12) respecto al 2020 (Fig.11). A pesar de que las emisiones de CO₂ se han reducido un 12.4%, la cantidad de regiones de captura es muy similar, bien es cierto que desaparecen alguna de ellas. Por otro lado, las plantas de conversión de PPP y MeOH se encuentran situadas en Hungría y Republica Checa para ambos años. Como hemos mencionado en [2], en el caso del PPP, los parámetros clave que afectan la selección de la ubicación de la planta de conversión son la tasa del impuesto de sociedades de cada uno de los países c (tax_c), el coste de las materias primas, $Raw_{\psi,g}$, [€/tonelada de producto químico] y el precio de la energía [€/kWh] (Tabla A8). Cabe destacar que Hungría presenta la tasa de impuestos más baja de toda Europa, un mínimo del 9%. En cuanto a la producción de MeOH, Republica Checa se caracteriza por una baja intensidad de carbono de la electricidad (es decir, 0.02364 tCO₂/GJ) (Tabla A11).

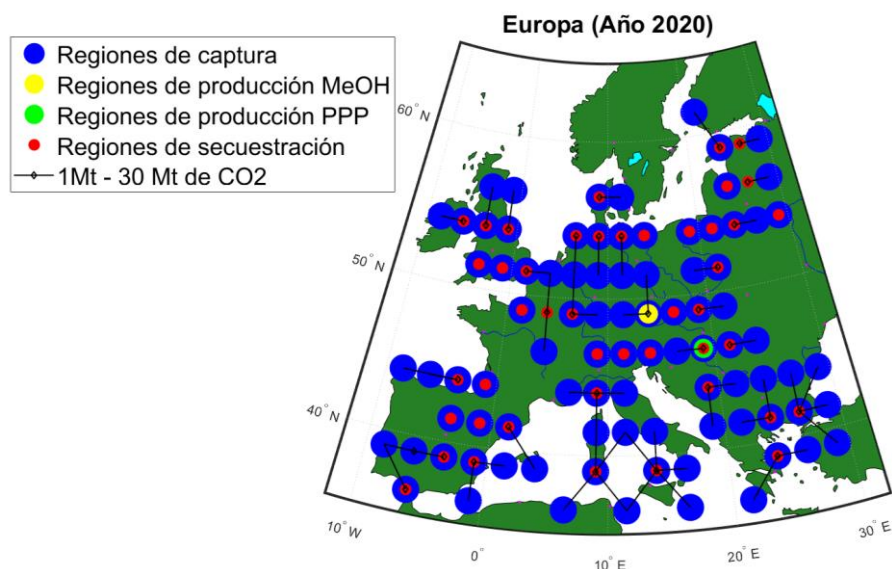


Figura 11. Configuración final CS para el año 2020

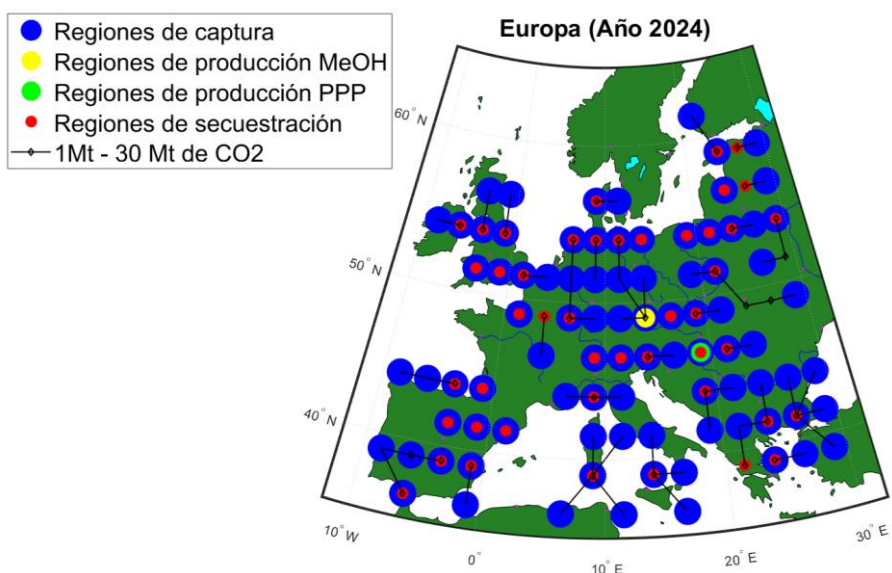


Figura 12. Configuración final CS para el año 2024.

En general, una vez más los costes totales de instalación [€/año] están determinados por el coste de captura (Tabla 8). Siendo prácticamente despreciable el coste total de secuestro, con una contribución sobre el coste total < 1%.

En relación con el beneficio podemos observar un incremento de este a lo largo del horizonte temporal, esto es debido a que el porcentaje de emisiones de CO₂ destinadas a la conversión de CO₂ respecto a las capturadas aumenta, es decir, en el año 2020 sólo el 3% del CO₂ capturado se destinó al proceso de conversión de los productos químicos, mientras que en el año 2024 se emplearían el 4% de dichas emisiones, bien es cierto que sólo supone un incremento de un 1%,

lo que en términos de beneficios se refleja en que en el año 2024 aumentaría un 10.33% respecto al año 2020 (Tabla 8).

Tabla 8. Resultados económicos variando $P_{g,t}^{max}$ [tCO₂/año]. Escenario C.

Año	CTC [€/año]	CTT [€/año]	CTS [€/año]	CT [€/año]	Beneficio [€/año]
2020	14.38	1.70	0.17	10.99	5.27
2021	14.44	1.77	0.17	11.00	5.37
2022	14.44	1.67	0.17	10.77	5.50
2023	14.44	1.69	0.17	10.68	5.62
2024	14.46	1.68	0.17	10.43	5.88

En relación con la selección de las tecnologías de captura (Fig.13), la opción menos elegida por el modelo es la postcombustión gas, las emisiones de CO₂ procesadas a través de esta tecnología representan como máximo el 1.3% para el año 2021, para el resto de los años es prácticamente despreciable < 1%. Mientras que la precombustión gas y la postcombustión carbón se instalan en todos los escenarios. Siendo la mayoritaria la precombustión gas en todos los años estudiados debido a que es más económica que la postcombustión (Tabla A7). En el año 2024, 216 Mt de CO₂ serían procesadas por la tecnología de captura postcombustión de carbón, mientras que 305 Mt de CO₂ por precombustión gas, es decir un 29.14% más (Tabla A17).

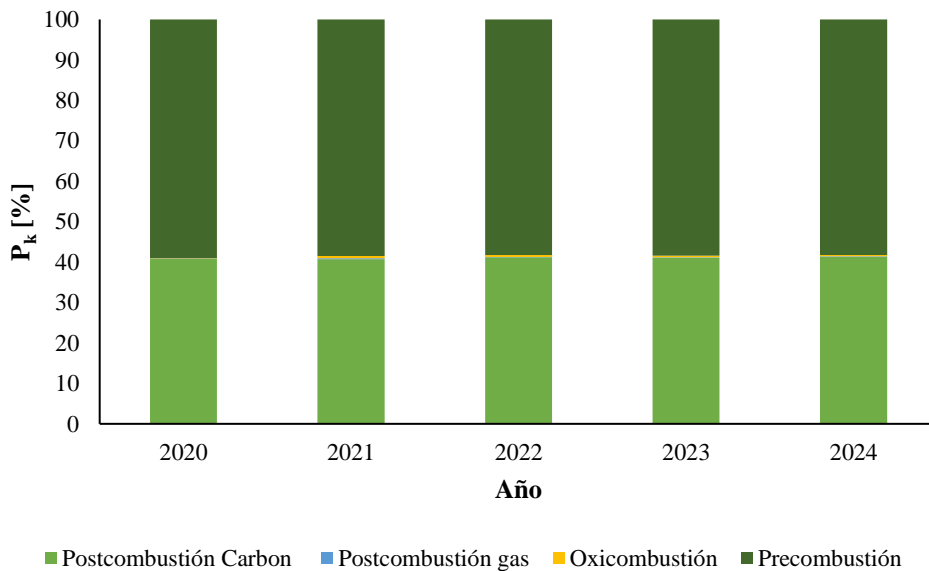


Figura 13. Porcentaje de CO₂ procesado a través de la tecnología k para cada uno de los periodos de tiempo t estudiados.

5.4. Escenario D. Variación tipo de interés, ir [%].

Dado que el beneficio se ha calculado a partir del *EBIDTA* (19) (del inglés, *Earnings before interest, tax, depreciation and amortization*) se ha realizado el estudio de la influencia sobre el

beneficio y, por lo tanto, sobre el coste total de la CS CCUS de la variación del tipo de interés (ir). Para el año 2020, se supuso un ir [%] del 1%, y se asumió que dicho interés aumentaba hasta el 3% en los próximos 5 años (Tabla 9). El resto de los parámetros se ha mantenido constante, fijando la demanda actual de PPP de 12 Mt/año y de MeOH de 2,4 Mt/año. A continuación, se muestra el tipo de interés utilizado en el periodo temporal t .

Tabla 9. Variación del tipo de interés, ir [%], en función del tiempo t .

Año	ir [%]
2020	1
2021	1.5
2022	2
2023	2.5
2024	3

La influencia de la tasa del tipo de interés sobre el beneficio de la utilización del CO₂ como materia prima en el proceso de conversión del PPP y MeOH, se recoge en la siguiente figura.

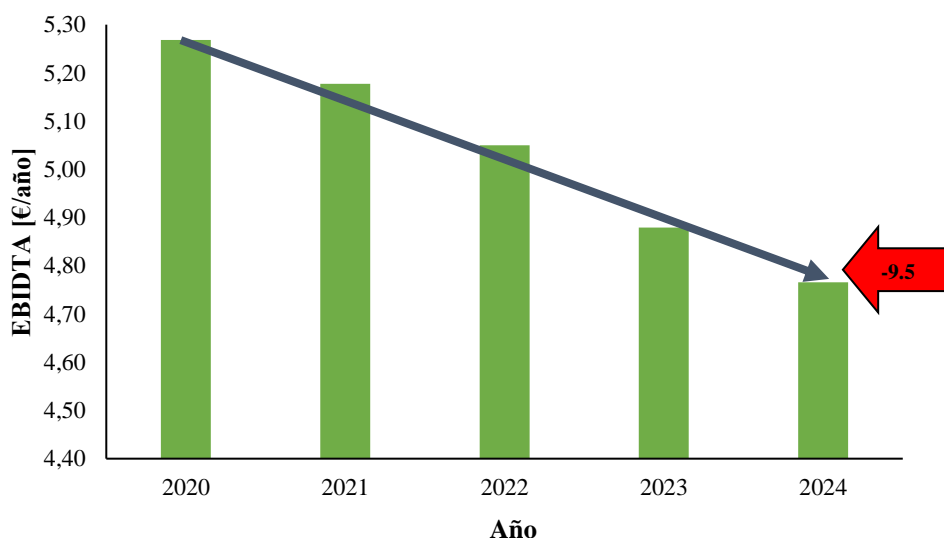


Figura 14. Variación del beneficio [€/año] a lo largo del periodo de tiempo t , para los diferentes valores de ir [%] estudiados

El beneficio [€/año] disminuye a medida que aumenta la tasa del tipo de interés, ir [%]. Respecto al coste total, CT [€/año] este aumenta un 4.36% debido a que el beneficio disminuye un 9.5% respecto al año 2020. Esto se debe a que sólo el 3% del CO₂ capturado se destina a la conversión de productos químicos, de manera que el coste de captura, CTC [€/año] tiene mucho más peso sobre el coste total del sistema CCUS. Por lo que, la diferencia observada respecto al coste total en la Tabla 10, se debe exclusivamente al aumento del tipo de interés, dado que como podemos observar tanto el coste total de captura, el de transporte y el de secuestro tienen el mismo valor aproximadamente para los diferentes casos analizados.

Tabla 10. Resultados económicos Escenario D.

Año	CTC [€/año]	CTT [€/año]	CTS [€/año]	CT [€/año]	Beneficio [€/año]
2020	14.38	1.72	0.17	11.00	5.27
2021	14.40	1.69	0.17	11.08	5.18
2022	14.41	1.68	0.17	11.21	5.05
2023	14.40	1.70	0.17	11.38	4.88
2024	14.39	1.71	0.17	11.50	4.77

En resumen, un aumento de la tasa de interés a lo largo del tiempo convierte a las tecnologías de CCUS en opciones poco rentables económicamente, debido a su poca contribución positiva sobre el beneficio [€/año].

5.5. Escenario E. Variación del límite mínimo europeo de captura (α).

En este apartado se va a realizar un estudio sobre la influencia del límite mínimo de captura de emisiones de CO₂ (α) establecido por la UE sobre el coste total y la configuración óptima final de la red CCUS. Para ello, hemos analizado cuatro valores de $\alpha = \{0.05, 0.20, 0.50, 0.70, 0.90\}$. Para 2020 ($\alpha=0.05$), 2021 ($\alpha=0.20$), 2022 ($\alpha=0.5$), 2023 ($\alpha=0.7$) y para 2024 ($\alpha=0.9$).

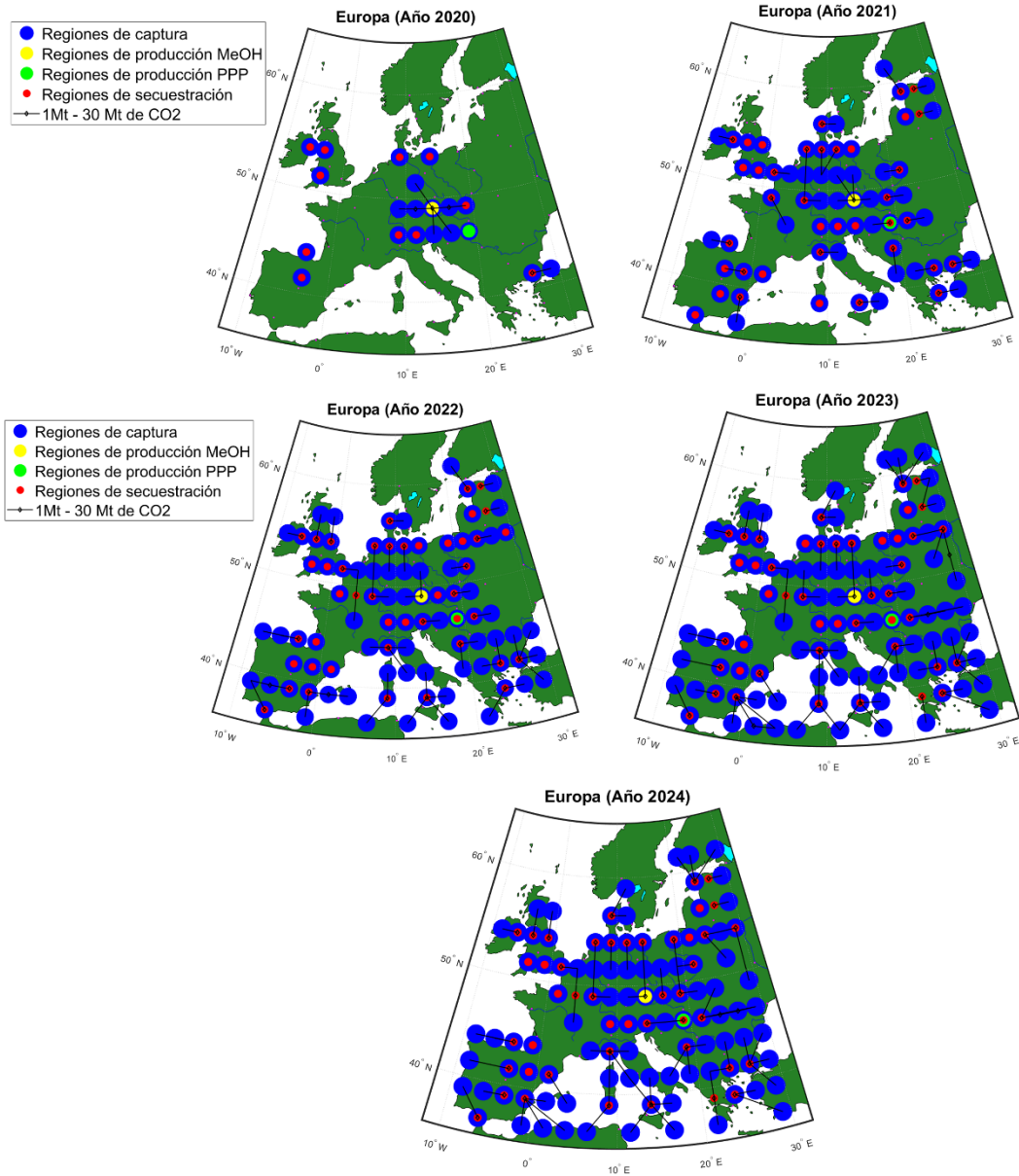


Figura 15. Configuraciones finales de CS para 2020 ($\alpha=0.05$), 2021 ($\alpha=0.20$), 2022 ($\alpha=0.5$), 2023 ($\alpha=0.7$) y 2024 ($\alpha=0.9$).

La Fig. 15, muestra las configuraciones finales de CS CCUS para los diferentes valores de α evaluados. Se puede observar que la complejidad de la red aumenta a medida que el valor de α aumenta, dado que esto implica que mayores caudales de CO_2 deben capturarse, transportarse y almacenarse en Europa pasando de 60 Mt para $\alpha = 0.05$ a 1086 Mt para $\alpha=0.9$, siendo este el valor más elevado de α que permite el modelo matemático, dado que se analizó el escenario donde todas las emisiones de CO_2 eran capturadas ($\alpha=1$), volviéndose el modelo infactible. Cabe destacar que a valores bajos de α , la captura de CO_2 se opera en regiones con almacenamientos geológicos disponibles para su almacenamiento (por ejemplo, Reino Unido y España). A medida que la captura de CO_2 aumenta se hace necesario el transporte para equilibrar el almacenamiento. En general, en la mayoría de las regiones g , se pueden secuestrar más CO_2 que capturar, lo que

demuestra el potencial cuantitativo que tienen los territorios costeros europeos para las aplicaciones de una CCUS.

Respecto a la etapa de utilización del CO₂ podemos observar el mismo comportamiento detallado en [2], para bajos valores de α las plantas de producción de los productos químicos se encuentran situadas en Hungría (PPP) y en Turquía (MeOH), debido al bajo valor de la tasa del impuesto corporativo de cada uno de los países, tax_c , el coste de las materias primas, $Raw_{p,g}$, [€/t de producto químico] y el precio de la energía [€/kWh]. A medida que aumenta la cantidad de CO₂ capturado la planta de conversión del PPP sigue situada en Hungría, pero la de MeOH ahora se encuentra en Republica Checa, país caracterizado por una baja intensidad de carbono de la electricidad (es decir, 0.02364 tCO₂/GJ).

En general, los resultados económicos están determinados por los costes de captura (Tabla 11), que representan hasta un 90% en 2024 de la inversión total, mientras que los costes de transporte y secuestro son muy bajos respecto al CTC [€/año]. Como cabría esperar a mayor coste total (mayor α), menor beneficio se obtiene al instalar un sistema de CCUS.

Tabla 11. Resultados económicos Escenario E.

Año	α	Demanda	CT	CTC	CTT	CTS	Beneficio
			[€/año]	[€/año]	[€/año]	[€/año]	[€/año]
2020	0.05	1x	-43.67	15.12	1.87	0.14	60.80
2021	0.2	1x	1.64	13.20	1.71	0.16	13.43
2022	0.5	1x	11.09	14.38	1.71	0.17	5.16
2023	0.7	1x	13.43	14.97	1.91	0.17	3.62
2024	0.9	1x	14.69	15.62	1.71	0.17	2.80

Como hemos comentado anteriormente, en el presente trabajo se ha calculado el beneficio a partir de la ecuación (22), a continuación, vamos a comparar los resultados obtenidos en [24], donde al igual que en el Escenario E de este trabajo, se ha estudiado la influencia de la variación del límite mínimo de captura europeo (α) (Tabla 12).

Tabla 12. Resultados obtenidos en el trabajo: Diseño óptimo de la cadena de suministro europea para captura, transporte, almacenamiento y reutilización del CO₂. [24]

Escenario	α	Demanda	CT	CTC	CTT	CTS	Beneficio
			[€/año]	[€/año]	[€/año]	[€/año]	[€/año]
E	0.05	1x	-45.07	14.96	1.82	0.14	61.99
F	0.2	1x	1.04	13.20	1.51	0.16	13.83
G	0.5	1x	10.99	14.61	1.58	0.17	5.36
H	0.7	1x	13.18	15.02	1.80	0.17	3.80

Observando los resultados obtenidos (Tabla 11 y Tabla 12), podemos concluir que una tasa de interés, *ir* del 1%, valor que se ha tenido en cuenta en el Escenario E influye muy poco sobre el resultado del beneficio, para un valor de $\alpha=0.5$, el beneficio obteniendo en [24] es igual a 5.36 [€/año], mientras que teniendo en cuenta la tasa de interés se obtiene 5.16 [€/año], lo que en términos de porcentaje se traduce en una reducción del 3.73%.

En relación con la selección de las tecnologías de captura (Fig. 16), la opción menos elegida por el modelo es la oxidcombustión, mientras que precombustión y postcombustión se instalan en todos los escenarios. Como podemos observar, a medida que aumenta el valor del parámetro α , la cantidad de CO₂ procesado a través de la tecnología de postcombustión de carbón aumenta respecto a la tecnología de precombustión gas, que inicialmente (es decir, a valores bajos de α) es mayoritaria debido a que es más económica, aunque sólo se puede aplicar a centrales eléctricas alimentadas con gas natural. Para $\alpha=0.9$ la tecnología de captura *k* más utilizada es la postcombustión carbón, esto provoca un aumento significativo en el coste total de captura (Tabla 11), debido a que es la tecnología más cara de las estudiadas (Tabla A7).

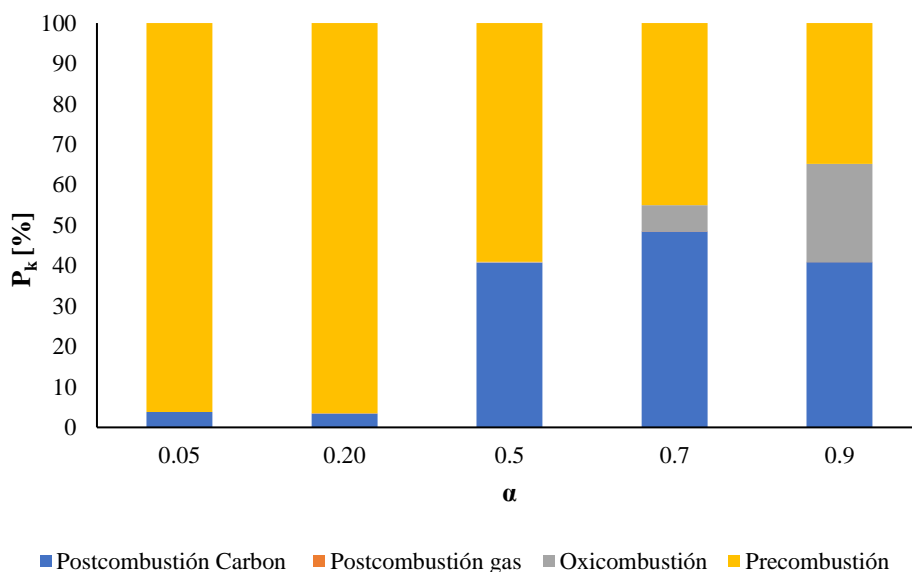


Figura 16. Porcentaje de CO₂ procesado a través de la tecnología *k* para cada uno de los periodos de tiempo *t* estudiados.

Por lo tanto, a medida que α es más restrictivo menor beneficio se obtiene, debido a que sólo el 1.68% del CO₂ capturado se emplea en la conversión del CO₂, debido a que en todos los casos hemos considerado la misma demanda de los productos químicos, es decir, la demanda actual. Puede observarse que a medida que aumenta el valor de α se produce un aumento significativo del CO₂ secuestrado en almacenamientos geológicos, en el año 2023 el secuestro de CO₂ aumentaría un 94.84% respecto al año 2020 para un valor de $\alpha=0.7$ (Tabla 13). Para alcanzar el objetivo de la UE de reducir un 55% las emisiones de carbono respecto a 1990, no solo hay que

aumentar el límite mínimo de captura de las emisiones de carbono de las grandes fuentes estacionarias europeas, sino que los procesos en los cuales se emplea dicho CO₂ deben aumentar casi un 38% respecto al uso actual, con el fin de convertir a las tecnologías de CCUS en opciones interesantes, no solo a nivel medioambiental también a nivel económico.

Tabla 13. Caudal de CO₂ capturado, transportado, secuestrado y destinados al proceso de conversión para los diferentes valores de α .

Año	α	Demanda	$\sum C_{k,g,t}$ [Mt/año]	$\sum Q_{g,l,g',t}$ [Mt/año]	$\sum U_{g,t}^{Seq}$ [Mt/año]	$\sum U_{\psi,g,t}^{conv}$ [Mt/año]
2020	0.05		60.48	19.39	42.12	16.92
2021	0.2	1x	236.76	93.57	218.40	16.92
2022	0.5	1x	594.00	215.11	575.64	16.92
2023	0.7	1x	835.80	386.75	817.44	16.92
2024	0.9	1x	1086.96	426.29	1068.60	16.92

6. Discusión y limitaciones del modelo

Este trabajo contribuirá en la lucha de la Unión Europea a reducir un 55% las emisiones de CO₂ en 2030 [2]. Desde una perspectiva internacional, y de acuerdo con el plan de acción en favor a las personas, el planeta y la prosperidad de la agenda 2030 para el desarrollo sostenible [51], este trabajo espera contribuir de forma indirecta en la consecución del objetivo 9, “Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación” y el objetivo 13 “Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”.

El presente trabajo muestra el fuerte impacto que tienen las tecnologías de captura y almacenamiento del CO₂, llegando a capturar hasta el 90% de las emisiones europeas. Además de los beneficios obtenidos por la posterior utilización del CO₂. Entre las distintas posibilidades de almacenamiento del CO₂, los océanos representan el mayor sumidero potencial para el CO₂ antropogénico. Se estima que pueden llegar a almacenar aproximadamente 40.000 Gt de CO₂ frente a las 750 Gt de la atmósfera y las 2.200 Gt de la biosfera terrestre, y que 80% de las emisiones industriales actuales serán transferidas a los océanos en el plazo de unos 1.000 años. A pesar de lo comentado anteriormente, las tecnologías de captura, almacenamiento, transporte y utilización del CO₂, como la gran parte de tecnologías diseñadas para la reducción de los GEI, se encuentran en vías de desarrollo. Por otro lado, la cantidad de plantas CCUS instaladas y activas son muy escasas. Una de las grandes desventajas que presenta la reutilización del CO₂ capturado, es que se emplea en procesos químicos que generan más emisiones de CO₂, las cuales contribuyen al cambio climático.

La CCUS compite con las fuentes de energía renovable, pero según los recientes estudios realizados por la EEA (del inglés, *European Environment Agency*), se observa la necesidad de tener en cuenta dentro de un mismo escenario la combinación de todas las tecnologías disponibles para la lucha contra el cambio climático, es decir, energías renovables, eficiencia energética, captura y almacenamiento de carbono (CCUS), y energía nuclear. En la Fig. 17, se muestra la contribución de cada una de ellas en la lucha mundial para no aumentar la temperatura media del planeta +1.5°C.

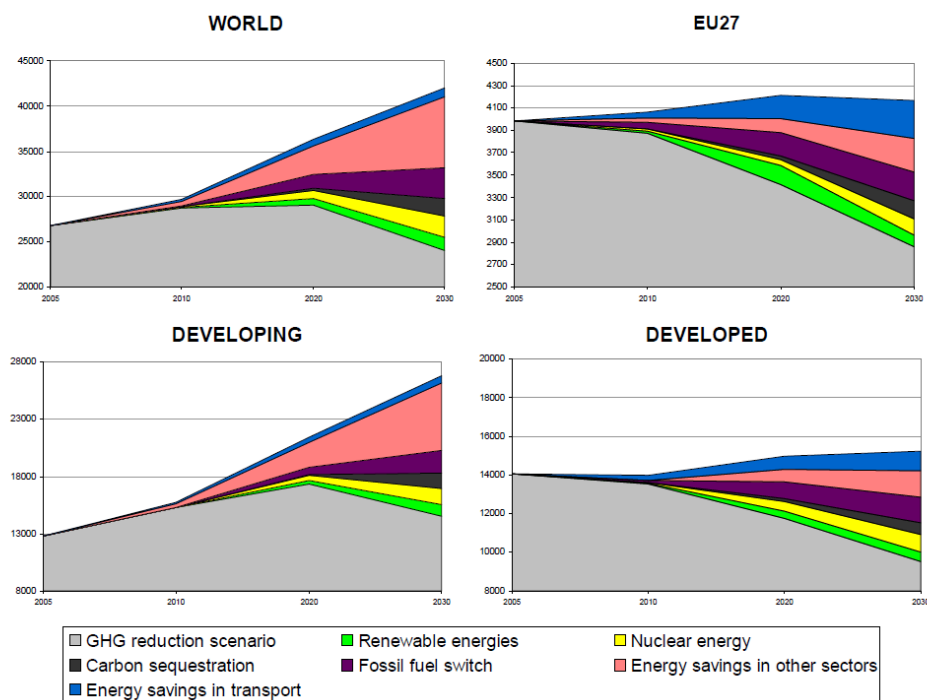


Figura 17. Contribución de las tecnologías energéticas a la reducción de GEI, donde el eje Y hace referencia a las Mt de GEI/año [53].

Bien es cierto, que como ya comentamos en [24], el modelo estudiado en el presente trabajo está muy limitado debido a que tiene en cuenta pocas tecnologías de captura, así como la limitación del uso del CO₂ capturado a los procesos de conversión.

A pesar de las limitaciones comentadas anteriormente, teniendo en cuenta la urgencia de tomar decisiones a corto y medio plazo que incluyan nuevas tecnologías de emisión negativa para la lucha contra el cambio climático, el presente trabajo pretende proporcionar al sector industrial la siguiente información. En primer lugar, determinar la viabilidad económica de la instalación de las tecnologías de captura, almacenamiento, secuestro y utilización de CO₂. Además, desarrollar un mercado atractivo económicamente para el consumo de CO₂, como materia prima en la industria de productos básicos, y garantizar el almacenamiento del CO₂ en estructuras geológicas a largo plazo.

7. Conclusión

Los resultados demuestran el potencial de secuestro que presenta el territorio europeo dentro del horizonte temporal de 5 años, incluso cuando se eligen los objetivos de reducción más exigentes, hasta el 90% de las emisiones de CO₂ europeas. En términos de tecnologías de captura, destaca el uso de las tecnologías de postcombustión alimentadas con carbón y precombustión alimentadas con gas.

Los costes de captura suponen el desafío económico respecto al coste total de la instalación de una red de CCUS, dado que el coste de transporte y secuestro son prácticamente despreciables. El coste de captura se hizo menos rentable cuando a mayores caudales de CO₂ capturado tuvieron que emplearse las técnicas de captura de postcombustión, las cuales son menos económicas que la precombustión.

Las restricciones legislativas respecto a la prohibición del almacenamiento en determinados países costeros de la Unión Europea no han sido consideradas en el presente trabajo, ya que pueden cambiar con el tiempo y reducir la generalidad de la metodología y resultados obtenidos.

Por lo tanto, debido a la incertidumbre que actualmente existe sobre todas las herramientas cuyo objetivo es la mitigación del cambio climático, los expertos aseguran que se debe de hacer uso de todas ellas, dado que se nos acaba el tiempo para mitigar las consecuencias del cambio climático.

8. Bibliografia

1. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es
2. CE (2020). Plan del Objetivo Climático para 2030. Disponible online en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562&from=EN>
3. European Commission. EU Emissions Trading System (EU ETS). Accessed 20 August, 2019 from: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en.
4. Den, X. L., Beavor, E., Porter, S., and Iliescu, A., *Analysis of the use of auction revenues by the member states*, 2017, European Commission: Brussels.
5. <https://www.eex.com/en/downloads#%7B%22downloadscontainer%20%22%3A%7B%22searchTerm%22%3A%22EUA%22%7D%7D>
6. Rafiee, A., Rajab Khalilpour, K., Milani, D., and Panahi, M., *Trends in CO₂ conversion and utilization: A review from process systems perspective*. Journal of Environmental Chemical Engineering, 2018. **6**(5): p. 5771-5794.
7. IPCC, 2005. In Metz, B., Davidson, O., Coninck, H.c., Loos M., Meyer, L.A. (Eds.), IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA (442p.).
8. ZEP, 2011. *The Cost of CO₂ Transport: Post-demonstration CCS in the EU*. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels.
9. Morbee, J., Serpa, J., Tzimas, E., 2012. *Optimised deployment of a European CO₂ transport network*. Int. J. of Greenhouse Gas Control **7**, 48–61.
10. EU GeoCapacity Project, 2009. Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide: GeoCapacity Final Report. Disponible en: <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>
11. CCSNetwork, 2015. 2015 Situation Report on the European Large Scale Demonstration Projects Network: Public Summary.: <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/199478/2015-situation-report-european-largescale-demonstration-projects-network.pdf>.
12. Global CCS Institute, 2017. Database of Current CCS Projects. Disponible en: http://www.globalccsinstitute.com/sites/www.globalccsinstitute.com/files/content/page/122973/files/status-ccs-project-database-current-26-05-2017_0.xls
13. Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., et al. (2018). Carbon capture and storage (CCS): the way forward. Energy Environ. Sci. **11**, 1062–1176. doi: 10.1039/c7ee02342a.
14. Bakken, B.H., von Streng Velken, I., 2008. *Linear models for optimization of infrastructure for CO₂ capture and storage*. IEEE T. Energy Conver. **23**, 824–833. Beamon, B., 1998. Supply chain design and analysis: models and methods. Int. J. Prod.Econ. **55**, 281–294.

15. Elahi, N., Shah, N., Korre, A., Durucan, S., 2014. *Multi-period least cost optimisation model of an integrated carbon dioxide capture transportation and storage infrastructure in the UK*. Energy Proc. 63, 2655–2662.
16. Han, J.H., Lee, I.B., 2012. *Multiperiod stochastic optimization model for carbon capture and storage infrastructure under uncertainty in CO₂ emissions product prices, and operating costs*. Ind. Eng. Chem. Res. 51, 11445–11457.
17. Han, J.H., Lee, I.B., 2013. *A comprehensive infrastructure assessment model for carbon capture and storage responding to climate change under uncertainty*. Ind. Eng. Chem. Res. 52, 3805–3815.
18. Morbee, J., Serpa, J., Tzimas, E., 2012. *Optimised deployment of a European CO₂ transport network*. Int. J. of Greenhouse Gas Control 7, 48–61.
19. Hasan, M.M.F., First, E.L., Boukouvala, F., Floudas, C.A., 2015. *A multi-scale framework for CO₂ capture utilization, and sequestration: CCUS and CCU*. Comp. Chem. Eng. 81, 2–21.
20. d'Amore, F., and Bezzo, F. (2017). *Economic optimisation of European supply chains for CO₂ capture, transport, and sequestration*. Int. J. Greenh. Gas Control 65, 99–116. doi: 10.1016/j.ijggc.2017.08.015
21. Leung, D., Caramanna, G., Maroto-Valer, M., 2014. *An overview of status of carbon dioxide capture and storage technologies*. Renew. Sust. Energ. Rev. 39, 426–443.
22. Geske, J., Berghout, N., van den Broek, M., 2015. *Cost-effective balance between CO₂ vessel and pipeline transport: part II – Design of multimodal CO₂ transport: the case of the West Mediterranean region*. Int. J. Greenhouse Gas Control 33, 122–134.
23. Smit, B., Reimer, J.A., Oldenburg, C.M., Bourg, I.C., 2014. *Introduction to Carbon Capture and Sequestration*. Imperial College Press, London, United Kingdom (580 pp.).
24. Mataix, I. (2021). *Diseño óptimo de la cadena de suministro europea para captura, transporte, almacenamiento y reutilización del CO₂*.
25. EC (2017). *Report From the Commission to the European Parliament and the Council on Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide*. Available online at: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/report-carbon-capture-storage_en.pdf (accessed September 15, 2020).
26. EUROSTAT, 2016. *Energy Balances*. (Available at.). <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/-balances>.
27. d'Amore, F., and Bezzo, F. (2017). *Economic optimisation of European supply chains for CO₂ capture, transport, and sequestration*. Int. J. Greenh. Gas Control 65, 99–116. doi: 10.1016/j.ijggc.2017.08.015
28. Ogden, J.M., 2003. *Modeling infrastructure for a fossil hydrogen energy system with CO₂ sequestration*. In: *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Kyoto, Japan, 2003. pp. 1069–1074.

29. Aresta, M., Dibenedetto, A., and Angelini, A., *The changing paradigm in CO₂ utilization*. Journal of CO₂ Utilization, 2013. **3-4**: p. 65-73.
30. Huang, C. H. and Tan, C. S., *A review: CO₂ utilization*. Aerosol and Air Quality Research, 2014. **14**(2): p. 480-499.
31. Lee, S. Y., Lee, I. B., and Han, J. (2019). *Design under uncertainty of carbon capture, utilization and storage infrastructure considering profit, environmental impact, and risk preference*. Appl. Energy 238, 34–44. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.058
32. <https://www.methanex.com/our-business/pricing>.
33. IEAGHG, 2002. Transmission of CO₂ and Energy [WWW Document]. <http://www.ieaghg.org/publications/technical-reports/17-publications/technical-evaluations/82-recently-published-technical-papers>.
34. d'Amore, F., Lovisotto, L., and Bezzo, F. (2020). *Introducing social acceptance into the design of CCS supply chains: a case study at a European level*. J. Clean. Prod. 249:119337. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119337
35. van den Broek, M., Ramirez, A., Groenenberg, H., Neele, F., Viebahn, P., Turkenburg, W., Faaij, A., 2010. *Feasibility of storing CO₂ in the Utsira formation as part of a long-term Dutch CCS strategy*. An evaluation based on a GIS/MARKAL toolbox. Int. J. Greenh. Gas Control 4, 351-366.
36. R. Ruiz-Femenia, G. Guillén-Gosálbez, L. Jiménez, J.A. Caballero (2013). *Multi-objective optimization of environmentally conscious chemical supply chains under demand uncertainty*. Chem. Eng.
37. Fernández-Dacosta, C., Van Der Spek, M., Hung, C. R., Oregionni, G. D., Skagestad, R., Parihar, P., et al. (2017). Prospective techno-economic and environmental assessment of carbon capture at a refinery and CO₂ utilisation in polyol synthesis. J. CO₂ Util. 21, 405–422. doi: 10.1016/j.jcou.2017.08.005.
38. Souza, L. F. S., Ferreira, P. R. R., Medeiros, J. L. De, Alves, R. M. B., and Arau, Q. F. (2014). *Production of DMC from CO₂ via indirect route: technical–economical–environmental assessment and analysis*. ACS Sustain. Chem. Eng. 2, 62–69. doi: 10.1021/sc400279n.
39. Wiesberg, I. L., de Medeiros, J. L., Alves, R. M. B., Coutinho, P. L. A., and Araújo, O. Q. F. (2016). *Carbon dioxide management by chemical conversion to methanol: hydrogenation and bi-reforming*. Energy Convers. Manage. 125, 320–335. doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.041
40. Turton, R., Baile, R. C., Whiting, W. B., Shaeiwitz, J. A., and Bhattacharyya, D. (2015). *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes*. 4th Edn. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, Inc.
41. Sinnott, R., and Towler, G. (2009). *Chemical Engineering Design*. 5th Edn (Oxford: Butterworth-Heinemann).
42. Aasberg-Petersen, K., Nielsen, C. S., Dybkjær, I., and Perregaard, J. (2008). *Large Scale Methanol Production From Natural Gas*. Haldor Topsoe, 22. Available online at:

- http://www.topsoe.com/sites/default/files/topsoe_large_scale_methanol_prod_paper.ashx_.pdf (accessed March 29, 2018).
43. d'Amore, F., and Bezzo, F. (2016). *Strategic optimisation of biomass-based energy supply chains for sustainable mobility*. Comput. Chem. Eng. 87, 68–81.doi: 10.1016/j.compchemeng.2016.01.003
 44. Sakakura, T., and Kohno, K. (2009). *The synthesis of organic carbonates from carbon dioxide*. Chem. Commun. 11, 1312–1330. doi: 10.1039/b819997c
 45. EEA (2019). *CO₂ Emission Intensity*. Available online at: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps> (accessed September 15, 2020).
 46. Eurostat, 2016. Energy Balances [WWW Document]. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/n%0Aenergy/data/energy-balances>
 47. Eurostat, 2017a. Labour costs database [WWW Document]. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/labour-market/labour-costs/database>
 48. Eurostat, 2017b. Energy price statistics [WWW Document]. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energyn_pricen_statistics
 49. Eurostat, 2017c. Natural gas price statistics [WWW Document]. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Naturaln_gasn_pricen_statistics
 50. IEA, 2018. World Energy Outlook 2018 [WWW Document]. <https://www.iea.org/weo2018/>.
 51. Naciones Unidas, Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, 2015.
 52. https://europur.org/images/20201216_Raw_Materials_-_Final.pdf
 53. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps>

9. Notación

Sets

δ	Productos químicos de salida
c	Países
g	Regiones
k	Tecnologías de captura
l	Modo de transporte del CO ₂
Ψ	Productos químicos
p	Capacidad de transporte
t	Periodos de tiempo

Subsets

$cRg(c,g)$	Asignación de las regiones a cada uno de los países
------------	---

Parámetros

α_t	Objetivo Europeo de reducción de CO ₂ [%]
A^Ψ	Escalar A para calcular el coste de producción de los productos químicos Ψ
B^Ψ	Escalar B para calcular el coste de producción del productos químicos Ψ
C^Ψ	Escalar C para calcular el coste de producción del productos químicos Ψ
CCR^{Seq}	Tasa de costo de capital del pozo de inyección [%]
CI_g	Intensidad de emisión de carbono en la región g [tCO ₂ /GJ]
d_g	Valor medio de profundidad de inyección de los pozos en las regiones g [km]
ECC_Ψ	Consumo de energía eléctrica para la producción de productos químicos [GJ/tCO ₂]
η_Ψ^C	Eficiencia de conversión del proceso para la generación de productos químicos Ψ [tCO ₂ /tCO ₂]
η_Ψ^R	Cantidad de CO ₂ para producir una cantidad unitaria de productos químicos Ψ [tCO ₂ /tCO ₂]

$FCI_{\Psi,t}^{Intercept}$	Matriz de coeficientes de intersección de los costos de capital de la instalación linealizados para la producción de los productos químicos Ψ [€/año]
$FCI_{\Psi,t}^{Slope}$	Matriz de coeficientes de pendiente de los costos de capital de instalación linealizados para la producción de los productos químicos Ψ [€/año]
$f^{Transporte}$	Factor de coste para el transporte a través de barcos [€/tCO ₂ /km]
ir_t	Tasa tipo de interés [adimensional]
$lab_{\Psi,g,t}$	Coste de mano de obra para la producción de los productos químicos Ψ en la región g [€/tCO ₂ /año]
LD_g	Mitad del tamaño diagonal de la célula de la región g [km]
$LD_{g,g'}$	Distancia lineal entre la región de origen g y la región de destino g' [km]
m_1	Parámetro de coste de construcción de pozos y posterior inyección de CO ₂ [€/km]
m_2	Parámetro de coste de construcción de pozos y posterior inyección de CO ₂ [€/km]
$m_{\Psi,t}^{output}$	Caudal másico de salida de los productos químico Ψ [ton Ψ /año]
$Nmax_t$	Caudal máximo que se puede procesar a través de un pozo [tCO ₂ /pozo/año]
OM^{seq}	Tasa de mantenimiento del pozo de inyección [adimensional]
off_g	Coste adicional del pozo de inyección en alta mar
$P_{\delta,\Psi,y}$	Precio unitario de los productos básicos δ para la producción de productos químicos Ψ [€]
$p_{g,t}^{max}$	Cantidad de CO ₂ antropogénico que es generado en la región g [tCO ₂ /año]
Q_p	Caudal transportado en función de los intervalos p [tCO ₂]
$Raw_{\Psi,g,t}$	Coste unitario de las materias primas para producir los productos químicos Ψ en la región g [€/tCO ₂]
$Rb_{\Psi,g,t}$	Ingresos unitarios de los productos químicos Ψ en la región g [€/tCO ₂]
R	Radio de la tierra [km]
sv	Valor de rescate de red [adimensional]
tax_c	Tasa de impuesto de sociedades en el país c [%]
τ_g	Factor de tortuosidad en la región g [adimensional]
$UCC_{k,t}$	Coste unitario de captura a través de la tecnología k [€/tCO ₂ /año]

$U_{\Psi,g,t}^{max}$	Productividad máxima de los productos químicos Ψ en la región g [tCO ₂ /año]
U_{Ψ}^{ref}	Capacidad química de la planta de referencia [tCO ₂ /año]
$USC_{g,t}$	Precio unitario de secuestación [€/pozo/año]
$U_{g,t}^{seq}$	Disponibilidad máxima de almacenamiento en la región g [tCO ₂ /año]
$util_{\Psi,g,t}$	Coste unitario de los servicios para producir los productos químicos Ψ en la región g [€/tCO ₂ /año]
\overline{UTC}	Coste unitario de intra-conexión [€/tCO ₂ /km]
$UTC_{p,l,t}$	Coste unitario de transporte para el caudal p a través del modo de transporte l [€/km/tCO ₂ /año]
$y_{k,g}$	Viabilidad de la instalación de la tecnología k en la región g

Variables Continuas

$Beneficio$	Beneficio ganado de la venta de productos químicos [€/año]
$C_{k,g,t}$	Caudal capturado a través de la tecnología k en la región g [tCO ₂ /año]
$CF_{\Psi,g,t}$	Flujo de caja generado por la venta de productos químicos Ψ en la región g en el periodo de tiempo t [€/año]
$COM_{\Psi,g,t}$	Coste de fabricación de los productos químicos Ψ en la región g [€/año]
CT	Coste total [€/año]
CTC_t	Coste total de captura [€/año]
CTS_t	Coste total de secuestación [€/año]
CTT_t	Coste total de transporte [€/año]
CTT_t^{Size}	Coste de interconexión con efectos de escala en el tamaño [€/año]
CTT_t^{Dist}	Coste de interconexión con efectos de escala de distancia [€/año]
CTT_t^{Intra}	Coste debido a los transportes de corta distancia dentro de cada región de captura g [€/año]
$d_{\Psi,g,t}$	Depreciación de los productos químicos Ψ en la región g [€/año]
DEP_t	Término de depreciación en el periodo t [€/año]
$EBITDA_t$	Beneficio ganado de la venta de productos químicos [€/año]

$FCl_{\Psi,g,t}$	Capital fijo de inversión para producir los productos químicos Ψ en la región g [€/año]
$FTDC_t$	Fracción total del capital despreciable en el periodo t [€/año]
$N_{g,t}$	Número de pozos de inyección instalados en la región g [pozos/año]
$NE_{\Psi,g,t}$	Ganancias netas por la venta de los productos químicos Ψ en el periodo de tiempo t (después de impuestos) [€/año]
NT	Último valor de t [Adimensional]
$P_{k,g,t}$	Caudal procesado a través de la tecnología k en la región g [tCO ₂ /año]
$Q_{g,l,g',t}$	Caudal transportado desde la región g hasta la región g' a través del modo de transporte l [tCO ₂ /año]
$Q_{p,g,l,g',t}$	Caudal transportado p desde la región g hasta la región g' a través del modo de transporte l [tCO ₂ /año]
$R_{\Psi,g,t}$	Ingresos de ventas de los productos químicos Ψ en la región g [€/año]
$U_{\Psi,g,t}$	Cantidad de CO ₂ enviada al proceso de conversión para la producción de los productos químicos Ψ en la región g [tCO ₂ /año]
$U_{\Psi,g,t}^{chem}$	Cantidad de producto químico Ψ producido en la región g [tCO ₂ /año]
$U_{\Psi,g,t}^{conv}$	Cantidad de CO ₂ convertido y utilizado para producir el producto químico Ψ en la región g [tCO ₂ /año]
$U_{g,t}^{Direct}$	Emisiones directas de CO ₂ generadas por el proceso de conversión en la región g en el periodo de tiempo t [tCO ₂ /año]
$U_{g,t}^{Ind}$	Emisiones indirectas de CO ₂ generadas por los procesos de conversión en la región g para cada periodo de tiempo t [tCO ₂ /año]
$U_{g,t}^{Seq}$	Cantidad de CO ₂ secuestrado en la región g en el periodo de tiempo t [tCO ₂ /año]

Variables Binarias

$y_{\Psi,g,t}^{chem}$	Tomará el valor de 1 si el producto químico Ψ es producido en la región g , en caso contrario 0
$y_{p,g,l,g',t}^{Trans}$	Tomará el valor de 1 si el caudal de CO ₂ p es transportado desde g a g' a través del modo de transporte l .

Acrónimos

CCS	Captura y almacenamiento de dióxido de carbono
CCUS	Captura, almacenamiento y uso de dióxido de carbono
EC	<i>European Comission</i>
EDGAR	Emission Database for Global Atmospheric Research
EEA	<i>European Enviroment Agency</i>
EOR	Recuperación mejorada de petróleo
EU ETS	<i>European Union Emissions Trading System</i>
GEI	Gases de efecto invernadero
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
JRC	<i>Joint Research Centre</i>
MeOH	Metanol
MILP	Programación lineal mixta entera
PPP	Poliones de poliéter carbonato
SC	Cadena de suministros
UE	Unión Europea

10.Apéndices

10.1. Tablas complementarias datos

Tabla A1: Emisiones anuales máximas CO_2 $P_{g,t}^{max}$ [MtCO₂/año] en la región g año 2020 [34]

g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$
1	1.29	32	9.35	63	13.19	94	3.05
2	1.08	33	14.91	64	1.96	95	41.51
3	1.14	34	11.74	65	3.68	96	10.84
4	7.87	35	10.61	66	1.77	97	10.35
5	2.49	36	46.18	67	4.17	98	8.16
6	0.00	37	139.45	68	2.59	99	13.71
7	1.70	38	45.66	69	3.54	100	1.74
8	1.23	39	25.89	70	10.38	101	3.00
9	1.87	40	95.40	71	28.51	102	9.68
10	0.00	41	11.46	72	4.07	103	1.82
11	11.30	42	84.30	73	1.17	104	2.41
12	17.47	43	35.53	74	4.26	105	3.84
13	6.01	44	0.00	75	8.95	106	1.96
14	10.50	45	2.49	76	13.56	107	8.30
15	6.60	46	0.00	77	0.00	108	0.00
16	1.58	47	8.72	78	0.00	109	4.48
17	0.00	48	0.00	79	10.36	110	3.02
18	2.06	49	18.74	80	26.59	111	17.20
19	8.03	50	32.92	81	19.33	112	3.43
20	6.51	51	5.03	82	6.00	113	3.09
21	17.35	52	1.68	83	6.55	114	1.05
22	96.49	53	8.04	84	2.07	115	4.72
23	3.04	54	11.65	85	0.00	116	5.58
24	17.99	55	7.60	86	8.37	117	0.00
25	2.76	56	2.49	87	7.81	118	5.44
26	21.13	57	0.00	88	4.18	119	0.00
27	0.00	58	12.86	89	0.00	120	5.63
28	2.81	59	14.22	90	4.23	121	4.82
29	2.66	60	0.00	91	12.49	122	0.00
30	2.36	61	18.96	92	9.99	123	0.00
31	10.18	62	14.02	93	8.16	124	12.62

Tabla A2. Emisiones anuales máximas CO₂ $P_{g,t}^{max}$ [tCO₂/año] en la región g año 2021, reducción del 3.1% respecto 2020.

g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$
1	1.25	32	9.06	63	12.78	94	2.95
2	1.05	33	14.44	64	1.90	95	40.22
3	1.11	34	11.37	65	3.57	96	10.50
4	7.62	35	10.28	66	1.72	97	10.02
5	2.42	36	44.75	67	4.04	98	7.90
6	0.00	37	135.13	68	2.51	99	13.28
7	1.65	38	44.24	69	3.43	100	1.69
8	1.19	39	25.09	70	10.06	101	2.91
9	1.81	40	92.44	71	27.63	102	9.38
10	0.00	41	11.10	72	3.94	103	1.76
11	10.95	42	81.69	73	1.14	104	2.34
12	16.93	43	34.43	74	4.13	105	3.72
13	5.82	44	0.00	75	8.68	106	1.90
14	10.18	45	2.41	76	13.14	107	8.04
15	6.40	46	0.00	77	0.00	108	0.00
16	1.53	47	8.45	78	0.00	109	4.34
17	0.00	48	0.00	79	10.04	110	2.93
18	1.99	49	18.16	80	25.76	111	16.67
19	7.78	50	31.90	81	18.73	112	3.32
20	6.31	51	4.87	82	5.81	113	2.99
21	16.82	52	1.63	83	6.35	114	1.02
22	93.50	53	7.79	84	2.00	115	4.57
23	2.94	54	11.28	85	0.00	116	5.40
24	17.43	55	7.36	86	8.11	117	0.00
25	2.68	56	2.41	87	7.57	118	5.27
26	20.48	57	0.00	88	4.05	119	0.00
27	0.00	58	12.46	89	0.00	120	5.46
28	2.72	59	13.78	90	4.10	121	4.67
29	2.58	60	0.00	91	12.10	122	0.00
30	2.28	61	18.37	92	9.68	123	0.00
31	9.87	62	13.58	93	7.91	124	12.23

Tabla A3. Emisiones anuales máximas CO₂ $P_{g,t}^{max}$ [tCO₂/año] en la región g año 2022, reducción del 6.2% respecto 2020.

g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$
1	1.21	32	8.78	63	12.39	94	2.86
2	1.01	33	14.00	64	1.84	95	38.97
3	1.07	34	11.02	65	3.46	96	10.18
4	7.39	35	9.96	66	1.67	97	9.71
5	2.34	36	43.36	67	3.92	98	7.66
6	0.00	37	130.94	68	2.43	99	12.87
7	1.60	38	42.87	69	3.32	100	1.63
8	1.15	39	24.31	70	9.75	101	2.82
9	1.75	40	89.57	71	26.77	102	9.09
10	0.00	41	10.76	72	3.82	103	1.71
11	10.61	42	79.16	73	1.10	104	2.27
12	16.40	43	33.36	74	4.00	105	3.61
13	5.64	44	0.00	75	8.41	106	1.84
14	9.86	45	2.33	76	12.74	107	7.79
15	6.20	46	0.00	77	0.00	108	0.00
16	1.49	47	8.19	78	0.00	109	4.21
17	0.00	48	0.00	79	9.72	110	2.84
18	1.93	49	17.59	80	24.96	111	16.15
19	7.54	50	30.91	81	18.15	112	3.22
20	6.12	51	4.72	82	5.63	113	2.90
21	16.29	52	1.57	83	6.15	114	0.99
22	90.60	53	7.55	84	1.94	115	4.43
23	2.85	54	10.94	85	0.00	116	5.24
24	16.89	55	7.13	86	7.86	117	0.00
25	2.59	56	2.33	87	7.33	118	5.11
26	19.84	57	0.00	88	3.92	119	0.00
27	0.00	58	12.07	89	0.00	120	5.29
28	2.64	59	13.36	90	3.97	121	4.52
29	2.50	60	0.00	91	11.73	122	0.00
30	2.21	61	17.80	92	9.38	123	0.00
31	9.56	62	13.16	93	7.66	124	11.85

Tabla A4. Emisiones anuales máximas CO₂ $P_{g,t}^{max}$ [tCO₂/año] en la región g año 2023, reducción del 9.3% respecto 2020.

g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$
1	1.17	32	8.51	63	12.00	94	2.77
2	0.98	33	13.56	64	1.78	95	37.77
3	1.04	34	10.68	65	3.35	96	9.86
4	7.16	35	9.65	66	1.61	97	9.41
5	2.27	36	42.02	67	3.80	98	7.42
6	0.00	37	126.88	68	2.35	99	12.47
7	1.55	38	41.54	69	3.22	100	1.58
8	1.12	39	23.55	70	9.45	101	2.73
9	1.70	40	86.80	71	25.94	102	8.81
10	0.00	41	10.43	72	3.70	103	1.66
11	10.28	42	76.70	73	1.07	104	2.20
12	15.89	43	32.33	74	3.88	105	3.50
13	5.47	44	0.00	75	8.15	106	1.78
14	9.55	45	2.26	76	12.34	107	7.55
15	6.01	46	0.00	77	0.00	108	0.00
16	1.44	47	7.93	78	0.00	109	4.08
17	0.00	48	0.00	79	9.42	110	2.75
18	1.87	49	17.05	80	24.19	111	15.65
19	7.31	50	29.95	81	17.59	112	3.12
20	5.93	51	4.58	82	5.46	113	2.81
21	15.79	52	1.53	83	5.96	114	0.96
22	87.80	53	7.32	84	1.88	115	4.29
23	2.76	54	10.60	85	0.00	116	5.07
24	16.37	55	6.91	86	7.62	117	0.00
25	2.51	56	2.26	87	7.10	118	4.95
26	19.23	57	0.00	88	3.80	119	0.00
27	0.00	58	11.70	89	0.00	120	5.12
28	2.56	59	12.94	90	3.85	121	4.38
29	2.42	60	0.00	91	11.36	122	0.00
30	2.14	61	17.25	92	9.09	123	0.00
31	9.27	62	12.75	93	7.43	124	11.48

Tabla A5. Emisiones anuales máximas CO_2 $P_{g,t}^{max}$ [tCO₂ /año] en la región g año 2024, reducción del 12.4% respecto 2020.

g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$	g	$P_{g,t}^{max}$
1	1.14	32	8.24	63	11.63	94	2.69
2	0.95	33	13.14	64	1.73	95	36.59
3	1.01	34	10.35	65	3.25	96	9.56
4	6.93	35	9.35	66	1.56	97	9.12
5	2.20	36	40.72	67	3.68	98	7.19
6	0.00	37	122.95	68	2.28	99	12.09
7	1.50	38	40.26	69	3.12	100	1.53
8	1.08	39	22.82	70	9.15	101	2.65
9	1.65	40	84.11	71	25.14	102	8.54
10	0.00	41	10.10	72	3.59	103	1.60
11	9.96	42	74.32	73	103	104	2.13
12	15.40	43	31.33	74	3.76	105	3.39
13	5.30	44	0.00	75	7.90	106	1.73
14	9.26	45	2.19	76	11.96	107	7.31
15	5.82	46	0.00	77	0.00	108	0.00
16	1.40	47	7.69	78	0.00	109	3.95
17	0.00	48	0.00	79	9.13	110	2.67
18	1.81	49	16.52	80	23.44	111	15.17
19	7.08	50	29.03	81	17.04	112	3.03
20	5.74	51	4.43	82	5.29	113	2.72
21	15.30	52	1.48	83	5.78	114	0.93
22	85.07	53	7.09	84	1.82	115	4.16
23	2.68	54	10.27	85	0.00	116	4.92
24	15.86	55	6.70	86	7.38	117	0.00
25	2.44	56	2.19	87	6.88	118	4.80
26	18.63	57	0.00	88	3.68	119	0.00
27	0.00	58	11.34	89	0.00	120	4.96
28	2.48	59	12.54	90	3.73	121	4.25
29	2.35	60	0.00	91	11.01	122	0.00
30	2.08	61	16.72	92	8.81	123	0.00
31	8.98	62	12.36	93	7.20	124	11.12

Tabla A6: Factor de tortuosidad τ_g , evaluado siguiendo la analogía entre el transporte de CO_2 por tuberías y la transmisión de electricidad. El valor oscila entre un mínimo de 1.00 (región llana) y un máximo de 1.5 (región montañosa) [34].

g	τ_g	g	τ_g	g	τ_g	g	τ_g
1	1	32	1	63	1.3	94	1
2	1	33	1	64	1	95	1
3	1	34	1	65	1	96	1
4	1	35	1	66	1	97	1
5	1	36	1.5	67	1	98	1
6	1	37	1	68	1.3	99	1
7	1	38	1	69	1	100	1
8	1	39	1	70	1	101	1
9	1	40	1.5	71	1.5	102	1.3
10	1	41	1.5	72	1.5	103	1
11	1	42	1	73	1.5	104	1
12	1.5	43	1	74	1.5	105	1.3
13	1	44	1	75	1.5	106	1
14	1	45	1	76	1.5	107	1.3
15	1	46	1	77	1	108	1
16	1	47	1	78	1	109	1
17	1	48	1	79	1	110	1
18	1	49	1	80	1	111	1
19	1	50	1.3	81	1	112	1.3
20	1.5	51	1	82	1	113	1
21	1	52	1	83	1	114	1
22	1	53	1	84	1	115	1
23	1	54	1.3	85	1	116	1
24	1	55	1.5	86	1	117	1
25	1	56	1.3	87	1.3	118	1
26	1	57	1	88	1.5	119	1
27	1	58	1	89	1	120	1
28	1	59	1	90	1.3	121	1
29	1	60	1.5	91	1.3	122	1
30	1	61	1.5	92	1.5	123	1
31	1	62	1.5	93	1.5	124	1

Tabla A7. Eficiencia de captura, η_k , y coste unitario de captura para cada una de las tecnologías k [27].

	k			
	$post_{carbon}^{comb}$	$post_{gas}^{comb}$	oxy_{carbon}^{fuel}	pre^{comb}
η_k	0.87	0.88	0.92	0.86
UCC_k	33	54	36	25

Tabla A8: Precios de gas natural, electricidad, mano de obra (lab_c [ke/año]) y tasa de impuesto corporativa (tax_c) en los países estudiados [46], [47], [48] y [49].

c	Gas natural	Electricidad	lab_c	tax_c
	[€/kWh]	[€/kWh]	[k€/año]	
Bélgica	0.0244	0.113	55.691	0.34
República Checa	0.0238	0.069	17.480	0.19
Dinamarca	0.0327	0.082	62.756	0.22
Alemania	0.0317	0.152	51.825	0.298
Irlanda	0.0332	0.124	49.660	0.125
Grecia	0.0283	0.107	28.179	0.29
España	0.031	0.106	36.388	0.250
Francia	0.0326	0.099	53.384	0.333
Croacia	0.0246	0.087	16.659	0.2
Italia	0.0271	0.148	43.822	0.24
Lituania	0.0246	0.084	10.263	0.15
Hungría	0.0261	0.074	13.136	0.09
Holanda	0.0365	0.082	56.107	0.25
Polonia	0.0273	0.086	13.227	0.19
Portugal	0.0279	0.114	22.321	0.21
Rumania	0.0255	0.079	7.648	0.16
Eslovaquia	0.0282	0.112	15.205	0.21
Finlandia	0.0441	0.067	50.376	0.2
Inglaterra	0.0248	0.127	47.068	0.19
Macedonia	0.03	0.056	6.626	0.1
Albania	0.0578	0.084	4.626	0.15
Serbia	0.031	0.064	8.404	0.15
Turquía	0.0187	0.063	13.899	0.2
Bosnia	0.0343	0.059	9.702	0.1
Moldavia	0.0263	0.083	3.600	0.12
Ucrania	0.0262	0.039	3.352	0.19

Tabla A9: Coste de materias primas $Raw_{\Psi,g}$ [€/t Ψ] para la producción de Ψ en la región g [46], [47], [48] y [49], con valores nulos para las celdas $g = \{113 - 118\}$.

g	Ψ		g	Ψ		g	Ψ	
	PPP [€/t]	MeOH [€/t]		PPP [€/t]	MeOH [€/t]		PPP [€/t]	MeOH [€/t]
1	1386.6	326.9	43	1386.6	195.1	85	1386.6	210.1
2	1386.6	326.9	44	1386.6	195.1	86	1386.6	210.1
3	1386.6	326.9	45	1386.6	169.6	87	1386.6	210.1
4	1386.6	326.9	46	1386.6	169.6	88	1386.6	210.1
5	1386.6	326.9	47	1386.6	222.9	89	1386.6	210.1
6	1386.6	326.9	48	1386.6	222.9	90	1386.6	176
7	1386.6	326.9	49	1386.6	222.9	91	1386.6	176
8	1386.6	381.1	50	1386.6	219.4	92	1386.6	176
9	1386.6	326.9	51	1386.6	219.4	93	1386.6	176
10	1386.6	326.9	52	1386.6	166.7	94	1386.6	290.1
11	1386.6	326.9	53	1386.6	166.7	95	1386.6	198.6
12	1386.6	170.2	54	1386.6	170.2	96	1386.6	185.8
13	1386.6	170.2	55	1386.6	170.2	97	1386.6	185.8
14	1386.6	381.1	56	1386.6	169.6	98	1386.6	127.9
15	1386.6	381.1	57	1386.6	169.6	99	1386.6	199.1
16	1386.6	196.8	58	1386.6	169.6	100	1386.6	210.1
17	1386.6	196.8	59	1386.6	222.9	101	1386.6	210.1
18	1386.6	196.8	60	1386.6	222.9	102	1386.6	210.1
19	1386.6	213.1	61	1386.6	176	103	1386.6	210.1
20	1386.6	213.1	62	1386.6	176	104	1386.6	210.1
21	1386.6	170.2	63	1386.6	176	105	1386.6	176
22	1386.6	170.2	64	1386.6	178.3	106	1386.6	176
23	1386.6	256.5	65	1386.6	192.2	107	1386.6	176
24	1386.6	219.4	66	1386.6	184.1	108	1386.6	185.8
25	1386.6	219.4	67	1386.6	184.1	109	1386.6	185.8
26	1386.6	219.4	68	1386.6	184.1	110	1386.6	127.9
27	1386.6	219.4	69	1386.6	165	111	1386.6	127.9
28	1386.6	195.1	70	1386.6	199.1	112	1386.6	210.1
29	1386.6	195.1	71	1386.6	195.1	113	-	-
30	1386.6	195.1	72	1386.6	195.1	114	-	-
31	1386.6	195.1	73	1386.6	195.1	115	-	-
32	1386.6	195.1	74	1386.6	222.9	116	-	-
33	1386.6	170.2	75	1386.6	176	117	-	-
34	1386.6	170.2	76	1386.6	176	118	-	-
35	1386.6	170.2	77	1386.6	176	119	1386.6	176
36	1386.6	169.6	78	1386.6	233.3	120	1386.6	176

37	1386.6	219.4	79	1386.6	233.3	121	1386.6	185.8
38	1386.6	219.4	80	1386.6	197.4	122	1386.6	185.8
39	1386.6	219.4	81	1386.6	184.1	123	1386.6	185.8
40	1386.6	219.4	82	1386.6	184.1	124	1386.6	127.9
41	1386.6	195.1	83	1386.6	184.1			
42	1386.6	195.1	84	1386.6	199.1			

Tabla A10: Coste de los servicios públicos $util_{\Psi,g}$ [€/t Ψ] para la producción de los productos químicos Ψ en la región g [46], [47], [48] y [49], con valores nulos en las celdas $g=\{113 - 118\}$.

g	Ψ		g	Ψ		g	Ψ	
	PPP [€/t]	MeOH [€/t]		PPP [€/t]	MeOH [€/t]		PPP [€/t]	MeOH [€/t]
1	3.24	145.4	43	3.08	130.1	85	3.01	128.3
2	3.24	145.4	44	3.08	130.1	86	3.01	128.3
3	3.24	145.4	45	1.92	82.1	87	3.01	128.3
4	3.24	145.4	46	1.92	82.1	88	3.01	128.3
5	3.24	145.4	47	2.92	125.4	89	3.01	128.3
6	3.24	145.4	48	2.92	125.4	90	3.26	135.8
7	3.24	145.4	49	2.92	125.4	91	3.26	135.8
8	5.43	236.4	50	3.77	159.3	92	3.26	135.8
9	3.24	145.4	51	3.77	159.3	93	3.26	135.8
10	3.24	145.4	52	2.26	95.4	94	10.03	393.9
11	3.24	145.4	53	2.26	95.4	95	2.27	98.1
12	3.01	125.5	54	3.03	128.1	96	2.79	117.7
13	3.01	125.5	55	3.03	128.1	97	2.79	117.7
14	5.43	236.4	56	1.92	82.1	98	1.93	79.6
15	5.43	236.4	57	1.92	82.1	99	3.08	130.1
16	2.65	113	58	1.92	82.1	100	3.01	128.3
17	2.65	113	59	2.92	125.4	101	3.01	128.3
18	2.65	113	60	2.92	125.4	102	3.01	128.3
19	3.14	133.8	61	3.26	135.8	103	3.01	128.3
20	3.14	133.8	62	3.26	135.8	104	3.01	128.3
21	3.01	125.5	63	3.26	135.8	105	3.26	135.8
22	3.01	125.5	64	2.5	105.6	106	3.26	135.8
23	2.99	130.5	65	2.51	107.2	107	3.26	135.8
24	3.77	159.3	66	2.46	104.4	108	2.79	117.7
25	3.77	159.3	67	2.46	104.4	109	2.79	117.7
26	3.77	159.3	68	2.46	104.4	110	1.93	79.6
27	3.77	159.3	69	2.33	98	111	1.93	79.6
28	3.08	130.1	70	3.08	130.1	112	3.01	128.3

29	3.08	130.1	71	3.01	128.3	113	3.02	128.4
30	3.08	130.1	72	3.01	128.3	114	3.03	128.5
31	3.08	130.1	73	3.01	128.3	115	3.04	128.6
32	3.08	130.1	74	2.92	125.4	116	3.05	128.7
33	3.01	125.5	75	3.26	135.8	117	3.06	128.8
34	3.01	125.5	76	3.26	135.8	118	3.07	128.9
35	3.01	125.5	77	3.26	135.8	119	3.26	135.8
36	2.81	117.4	78	2.52	110.4	120	3.26	135.8
37	3.77	159.3	79	2.52	110.4	121	2.79	117.7
38	3.77	159.3	80	2.34	100.6	122	2.79	117.7
39	3.77	159.3	81	2.46	104.4	123	2.79	117.7
40	3.77	159.3	82	2.46	104.4	124	1.93	79.6
41	3.08	130.1	83	2.46	104.4			
42	3.08	130.1	84	2.58	107.9			

Tabla A11: Intensidad de emisión de la energía del carbon CI_g [$tCO_2^{Indirecto}/GJ$] en la región g [50]. Las regiones con el mismo valor pertenecen al mismo país.

g	CI_g [t/GJ]	g	CI_g [t/GJ]	g	CI_g [t/GJ]	g	CI_g [t/GJ]
1	0.03133	32	0.21481	63	0.07058	94	0.0025
2	0.03133	33	0.07808	64	0.05833	95	0.40278
3	0.03133	34	0.07808	65	0.07233	96	0.17306
4	0.03133	35	0.07808	66	0.085	97	0.17306
5	0.03133	36	0.04711	67	0.085	98	0.13306
6	0.03133	37	0.12244	68	0.085	99	0.09019
7	0.03133	38	0.12244	69	0.17694	100	0.07372
8	0.03225	39	0.12244	70	0.09019	101	0.07372
9	0.03133	40	0.12244	71	0.07372	102	0.07372
10	0.03133	41	0.21481	72	0.07372	103	0.07372
11	0.03133	42	0.21481	73	0.07372	104	0.07372
12	0.07808	43	0.21481	74	0.01625	105	0.07117
13	0.07808	44	0.21481	75	0.07117	106	0.07117
14	0.03225	45	0.07583	76	0.07117	107	0.07117
15	0.03225	46	0.07583	77	0.07117	108	0.17306
16	0.005	47	0.01625	78	0.13061	109	0.17306
17	0.005	48	0.01625	79	0.13061	110	0.13306
18	0.005	49	0.01625	80	0.10056	111	0.13306
19	0.11803	50	0.12244	81	0.085	112	0.07372
20	0.11803	51	0.12244	82	0.085	113	0.25586
21	0.07808	52	0.02364	83	0.085	114	0.25586
22	0.07808	53	0.14242	84	0.09019	115	0.25586

23	0.14033	54	0.03675	85	0.07372	116	0.25586
24	0.12244	55	0.03675	86	0.07372	117	0.18056
25	0.12244	56	0.07583	87	0.07372	118	0.18056
26	0.12244	57	0.07583	88	0.07372	119	0.07117
27	0.12244	58	0.07583	89	0.07372	120	0.07117
28	0.21481	59	0.01625	90	0.07117	121	0.17306
29	0.21481	60	0.00389	91	0.07117	122	0.17306
30	0.21481	61	0.07117	92	0.07117	123	0.17306
31	0.21481	62	0.07117	93	0.07117	124	0.13306

Tabla A12: Cuota de emisiones dentro de la celda g para la que se podría emplear la tecnología k , $y_{k,g}$ [$tCO_2^{coal/gas}/tCO_2^{total}$] [46].

g	coal	gas	g	coal	gas	g	coal	gas	g	coal	gas
1	0.71	0.29	32	0.95	0.05	63	0.32	0.68	94	0.00	1.00
2	0.71	0.29	33	0.63	0.37	64	0.51	0.49	95	0.93	0.07
3	0.71	0.29	34	0.63	0.37	65	0.55	0.45	96	0.77	0.23
4	0.71	0.29	35	0.63	0.37	66	0.69	0.31	97	0.77	0.23
5	0.71	0.29	36	0.14	0.86	67	0.69	0.31	98	0.47	0.53
6	0.71	0.29	37	0.81	0.19	68	0.69	0.31	99	0.61	0.49
7	0.71	0.29	38	0.81	0.19	69	0.00	1.00	100	0.51	0.39
8	0.79	0.21	39	0.81	0.19	70	0.61	0.39	101	0.51	0.39
9	0.71	0.29	40	0.81	0.19	71	0.51	0.49	102	0.51	0.39
10	0.71	0.29	41	0.95	0.05	72	0.51	0.49	103	0.51	0.39
11	0.71	0.29	42	0.95	0.05	73	0.51	0.49	104	0.51	0.49
12	0.63	0.37	43	0.95	0.05	74	0.54	0.46	105	0.32	0.68
13	0.63	0.37	44	0.95	0.05	75	0.32	0.68	106	0.32	0.68
14	0.79	0.21	45	0.77	0.23	76	0.32	0.68	107	0.32	0.68
15	0.79	0.21	46	0.77	0.23	77	0.32	0.68	108	0.77	0.23
16	0.00	1.00	47	0.54	0.46	78	0.99	0.01	109	0.77	0.23
17	0.00	1.00	48	0.54	0.46	79	0.99	0.01	110	0.47	0.53
18	0.00	1.00	49	0.54	0.46	80	0.97	0.03	111	0.47	0.53
19	0.41	0.59	50	0.81	0.19	81	0.69	0.31	112	0.51	0.49
20	0.41	0.59	51	0.81	0.19	82	0.69	0.31	113	0.51	0.49
21	0.63	0.37	52	0.91	0.09	83	0.69	0.31	114	0.51	0.49
22	0.63	0.37	53	0.91	0.09	84	0.61	0.39	115	0.51	0.49
23	0.34	0.66	54	0.62	0.38	85	0.51	0.49	116	0.51	0.49
24	0.81	0.19	55	0.62	0.38	86	0.51	0.49	117	0.51	0.49
25	0.81	0.19	56	0.77	0.23	87	0.51	0.49	118	0.32	0.68
26	0.81	0.19	57	0.77	0.23	88	0.51	0.49	119	0.32	0.68
27	0.95	0.05	58	0.77	0.23	89	0.51	0.49	120	0.32	0.68

28	0.95	0.05	59	0.54	0.46	90	0.32	0.68	121	0.77	0.23
29	0.95	0.05	60	0.54	0.46	91	0.32	0.68	122	0.77	0.23
30	0.95	0.05	61	0.32	0.68	92	0.32	0.68	123	0.77	0.23
31	0.95	0.05	62	0.32	0.68	93	0.32	0.68	124	0.47	0.53

Tabla A13: Valores de $Latitud_g$ y $Longitud_g$ para cada una de las regiones g

g	$Latitud_g$	$Longitud_g$	g	$Latitud_g$	$Longitud_g$	g	$Latitud_g$	$Longitud_g$
1	64	21.5	43	51.5	21.5	85	41.5	-6
2	64	24	44	51.5	24	86	41.5	-3.5
3	64	26.5	45	51.5	26.5	87	41.5	-1
4	61.5	21.5	46	51.5	29	88	41.5	1.5
5	61.5	24	47	49	1.5	89	41.5	4
6	61.5	26.5	48	49	4	90	41.5	9
7	61.5	29	49	49	6.5	91	41.5	11.5
8	59	11.5	50	49	9	92	41.5	14
9	59	24	51	49	11.5	93	41.5	16.5
10	59	26.5	52	49	14	94	41.5	19
11	59	29	53	49	16.5	95	41.5	21.5
12	56.5	-3.5	54	49	19	96	41.5	24
13	56.5	-1.5	55	49	21.5	97	41.5	26.5
14	56.5	9	56	49	24	98	41.5	29
15	56.5	11.5	57	49	26.5	99	39	-8.5
16	56.5	24	58	49	29	100	39	-6
17	56.5	26.5	59	46.5	4	101	39	-3.5
18	56.5	29	60	46.5	6.5	102	39	-1
19	54	-8.5	61	46.5	9	103	39	1.5
20	54	-6	62	46.5	11.5	104	39	4
21	54	-3.5	63	46.5	14	105	39	9
22	54	-1	64	46.5	16.5	106	39	14
23	54	6.5	65	46.5	19	107	39	16.5
24	54	9	66	46.5	21.5	108	39	21.5
25	54	11.5	67	46.5	24	109	39	24
26	54	14	68	46.5	26.5	110	39	26.5
27	54	16.5	69	46.5	29	111	39	29
28	54	19	70	44	-8.5	112	36.5	-6
29	54	21.5	71	44	-6	113	36.5	-1
30	54	24	72	44	-3.5	114	36.5	1.5
31	54	26.5	73	44	-1	115	36.5	4
32	54	29	74	44	6.5	116	36.5	6.5
33	51.5	-3.5	75	44	9	117	36.5	9

34	51.5	-1	76	44	11.5	118	36.5	11.5
35	51.5	1.5	77	44	14	119	36.5	14
36	51.5	4	78	44	16.5	120	36.5	16.5
37	51.5	6.5	79	44	19	121	36.5	21.5
38	51.5	9	80	44	21,5	122	36.5	24
39	51.5	11.5	81	44	24	123	36.5	26.5
40	51.5	14	82	44	26.5	124	36.5	29
41	51.5	16.5	83	44	29			
42	51.5	19	84	41.5	-8.5			

Tabla A14: Matrices de los coeficientes de pendiente y de intercepción de los costes de capital de las instalaciones para producir cada producto químico Ψ [42].

	FCI_{Ψ}		η_{Ψ}^R	η_{Ψ}^C	EEC_{Ψ}
	<i>Slope</i>	<i>Intercept</i>			
	[€/t]	[M€]			
PPP	33.96	20.97	0.228	0.6500	0.3754
MeOH	79.79	229.02	1.370	0.9385	29.4000

Cantidad de carbono η_{Ψ}^R [t de CO₂ de entrada a la etapa de conversión / t de sustancia química] que reacciona y se convierte para generar una sustancia química. Eficiencia de conversión del carbono, η_{Ψ}^C [t de CO₂ capturado / t de CO₂ de entrada a la etapa de conversión] en la producción de sustancias químicas. Consumo de energía eléctrica EEC_{Ψ} [GJ / t de CO₂ de entrada a la etapa de conversión] para la producción de productos químicos.

Tabla A15: Coste unitario de transporte para un intervalo de Q_p [€/tCO₂/km].

p	Q_p	$UTC_{p,l}$
	[Mt/año]	[€/tCO ₂ /km]
1-2	1-30	0.02122

Tabla A16. Potencial de almacenamiento máximo de CO₂ [MtCO₂/año] en los pozos de inyección en la región g [34].

g	U _{g,t} _{seqmax}	g	U _{g,t} _{seqmax}	g	U _{g,t} _{seqmax}	g	U _{g,t} _{seqmax}
1	0	32	9348.07	63	1574.83	94	0
2	0	33	14906.88	64	0	95	0
3	0	34	11737.47	65	616	96	635
4	0	35	10607.56	66	9000	97	635
5	0	36	0	67	0	98	0
6	0	37	0	68	0	99	0
7	0	38	0	69	0	100	0
8	0	39	0	70	0	101	1772.38
9	9.25	40	0	71	0	102	1772.38
10	9.25	41	0	72	1772.38	103	0
11	0	42	0	73	1772.38	104	0
12	0	43	735	74	0	105	1574.83
13	0	44	0	75	1574.83	106	1574.83
14	2756	45	0	76	0	107	0
15	0	46	0	77	0	108	635
16	9.25	47	2897.33	78	0	109	635
17	9.25	48	2897.33	79	2120	110	0
18	0	49	2897.33	80	0	111	0
19	0	50	0	81	0	112	1772.38
20	4800	51	0	82	0	113	0
21	4800	52	0	83	0	114	0
22	4800	53	853	84	0	115	0
23	2340	54	1716	85	0	116	0
24	4270	55	0	86	1772.38	117	0
25	4270	56	0	87	1772.38	118	0
26	4270	57	0	88	1772.38	119	0
27	4270	58	0	89	0	120	0
28	735	59	0	90	0	121	0
29	735	60	0	91	0	122	0
30	735	61	1574.83	92	0	123	0
31	0	62	1574.83	93	0	124	0

10.2. Tablas complementarias resultados

Tabla A17. $\text{MtCO}_2/\text{año}$ procesadas por la tecnología k para cada periodo de t estudiado. Escenario A

Año	PostComb carbón [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]	PostComb gas [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]	Oxicombustión [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]	Precombustión [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]
2020	242.03	0.22	0.89	350.86
2021	243.02	0.20	4.42	347.10
2022	234.08	0.20	0.92	358.71
2023	242.12	0.20	5.01	347.32
2024	241.95	0.20	8.97	344.27

Tabla A18. $\text{MtCO}_2/\text{año}$ procesadas por la tecnología k para cada periodo de t estudiado. Escenario C

Año	PostComb carbón [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]	PostComb gas [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]	Oxicombustión [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]	Precombustión [$\text{MtCO}_2/\text{año}$]
2020	242.43	0.20	0.83	350.54
2021	234.79	1.35	3.19	337.51
2022	230.09	0.28	2.60	325.15
2023	222.34	0.50	1.98	316.14
2024	216.29	0.54	1.71	305.26

10.3. Gráficas complementarias Escenario A

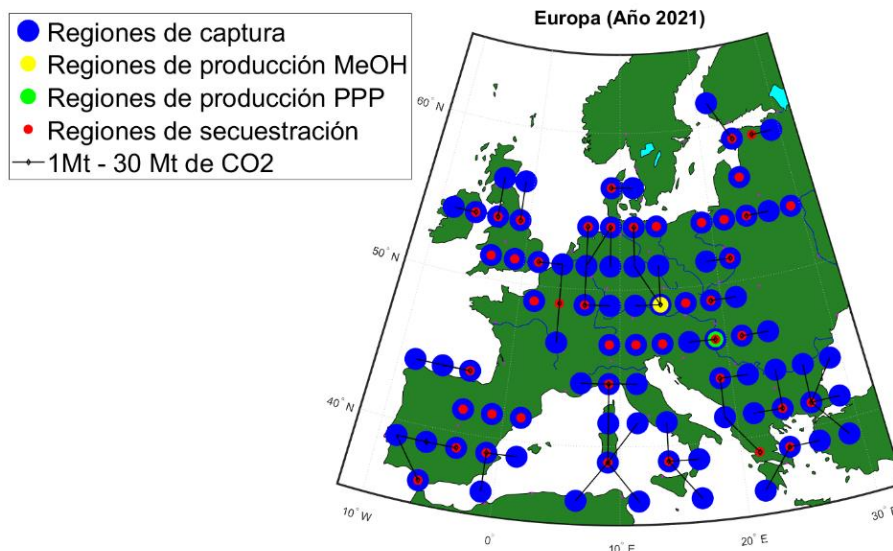


Figura 18. Configuración final CS para el año 2021

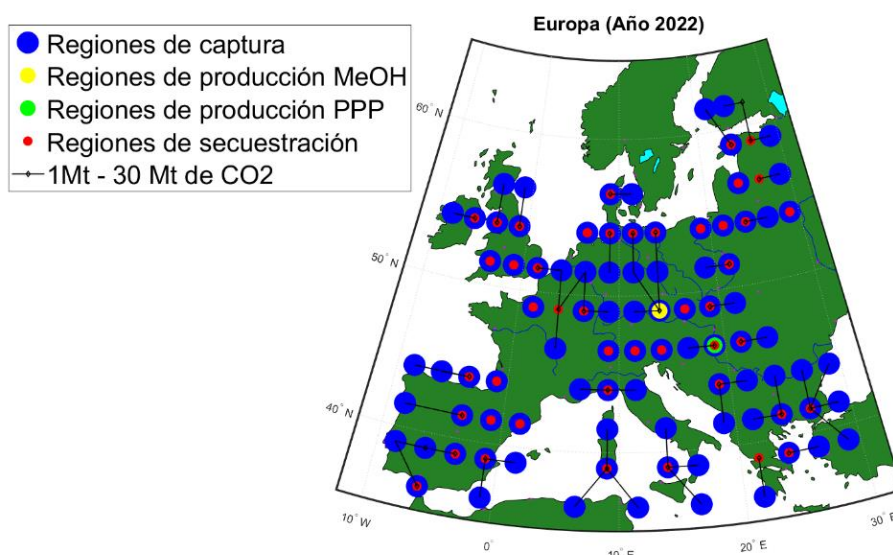


Figura 19. Configuración final CS para el año 2022

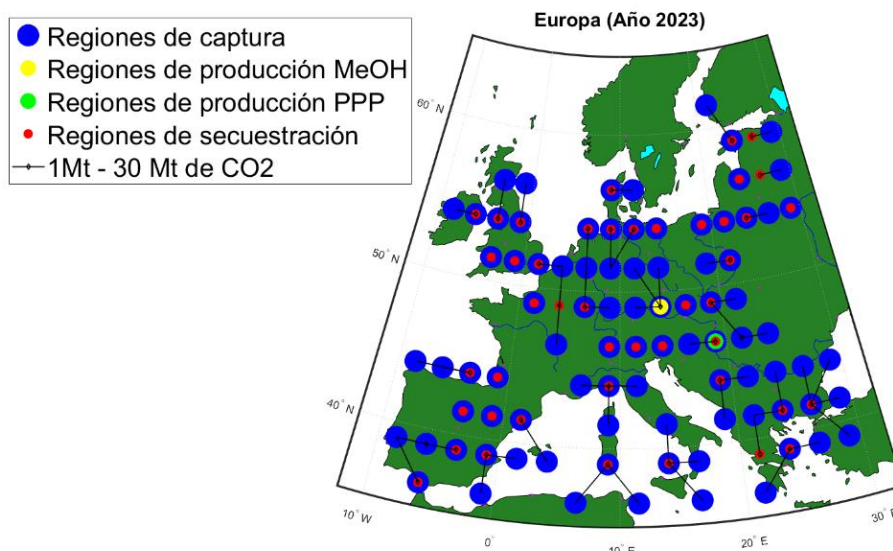


Figura 20. Configuración final CS para el año 2023

10.4. Gráficas complementarias Escenario B

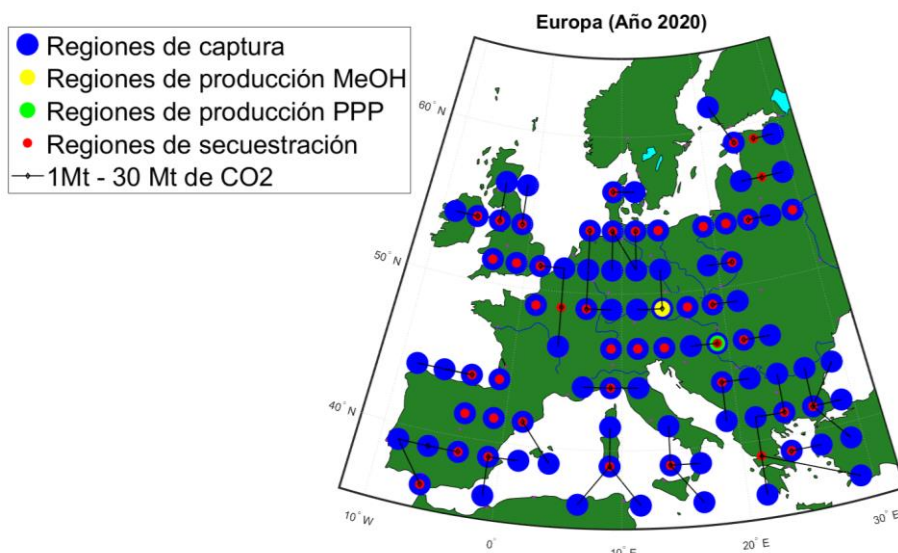


Figura 21. Configuración final CS Escenario B 2020

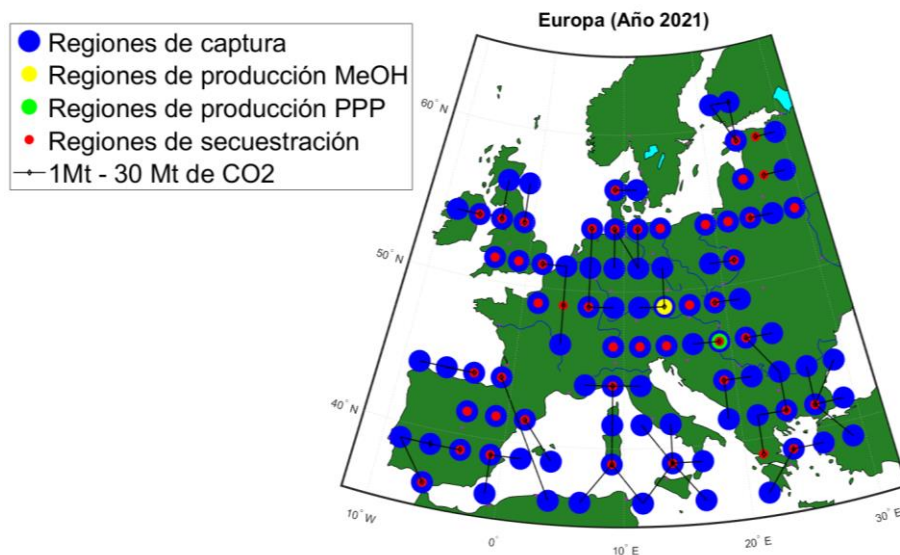


Figura 22. Configuración final CS Escenario B 2021

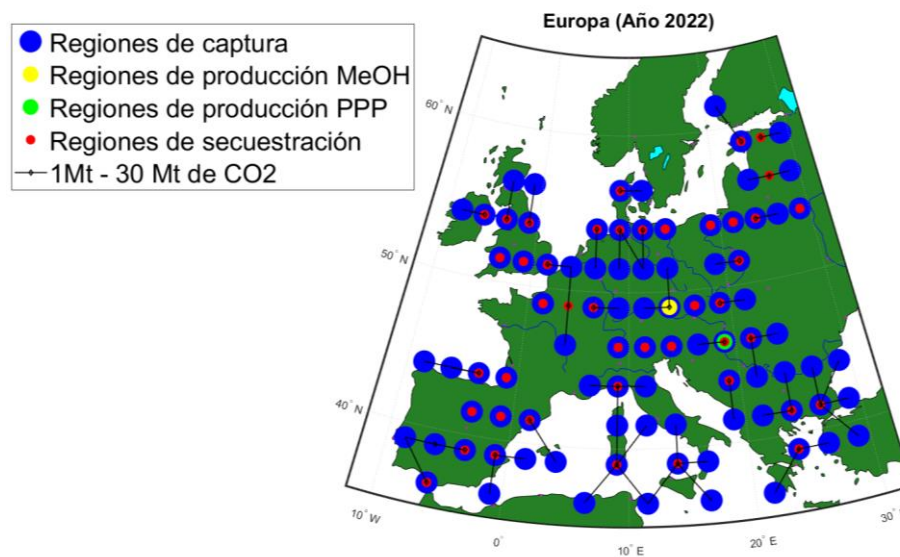


Figura 23. Configuración final CS Escenario B 2022

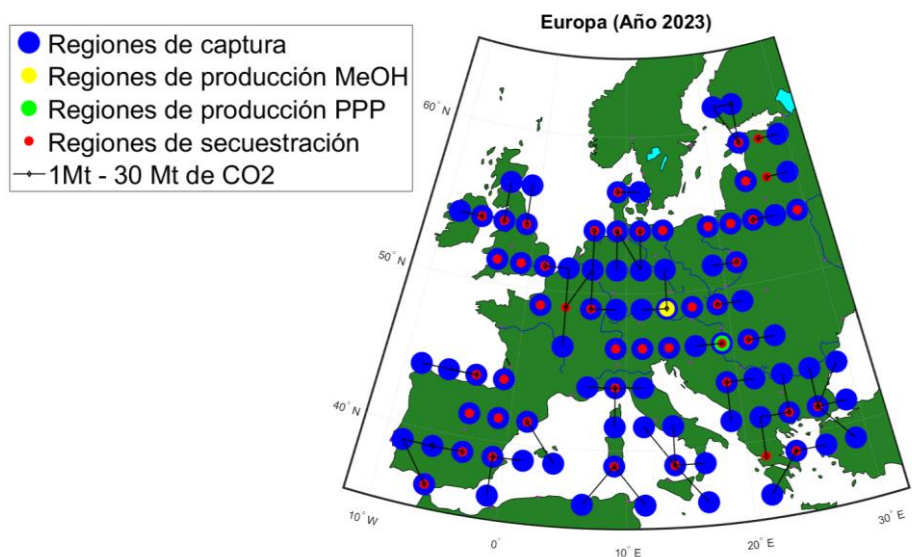


Figura 24. Configuración final CS Escenario B 2023

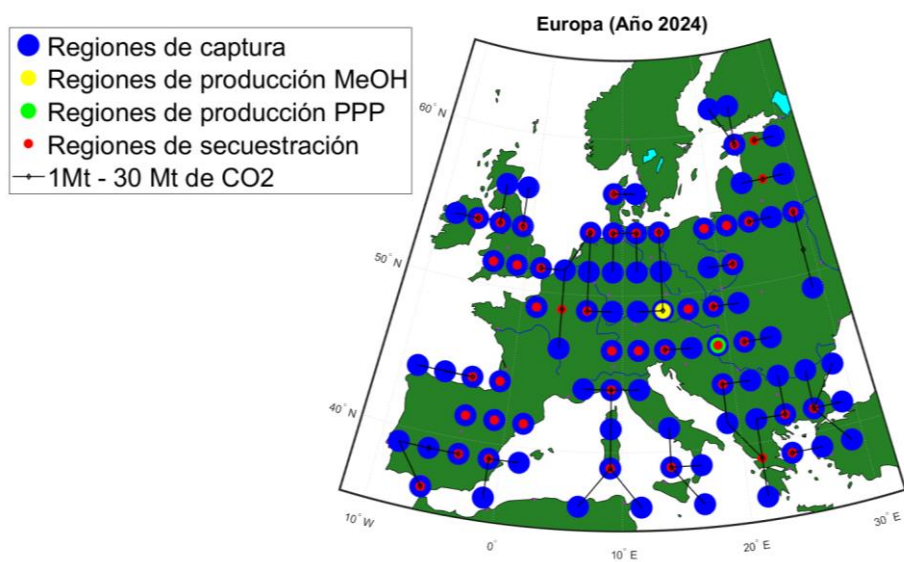


Figura 25. Configuración final CS Escenario B 2024

10.5. Gráficas complementarias Escenario C

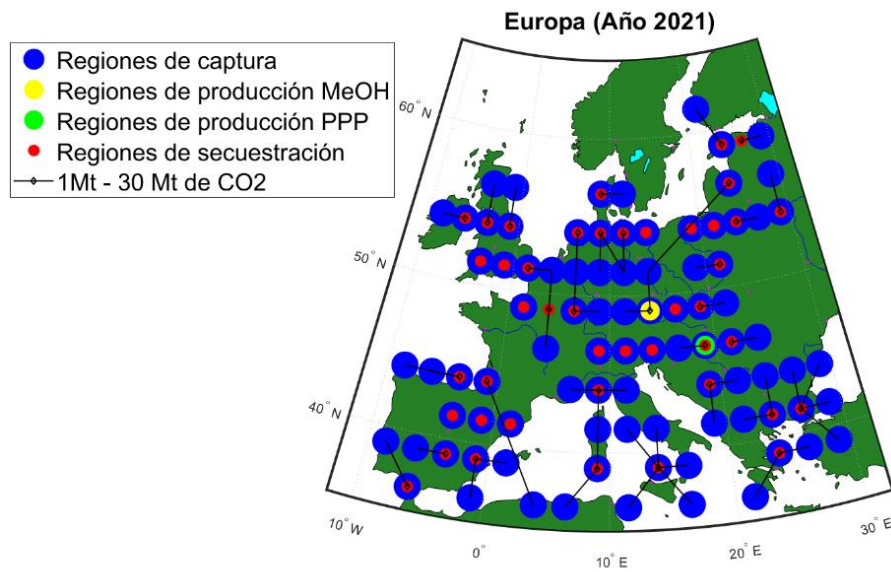


Figura 26. Configuración final de la red de la CS europea donde se tiene en cuenta una disminución de las emisiones de CO₂ del 3.1% respecto al año 2020. Escenario C.

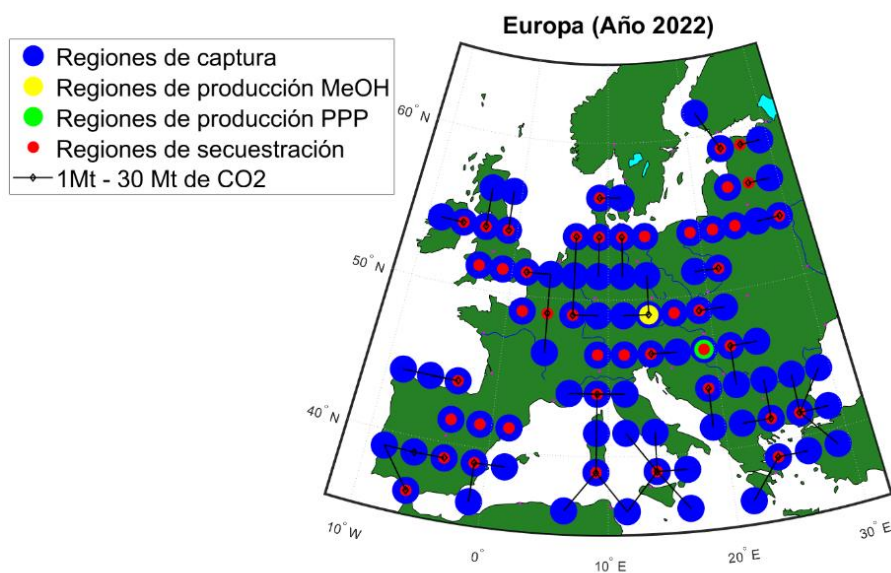


Figura 27. Configuración final de la red de la CS europea donde se tiene en cuenta una disminución de las emisiones de CO₂ del 6.2% respecto al año 2020. Escenario C.

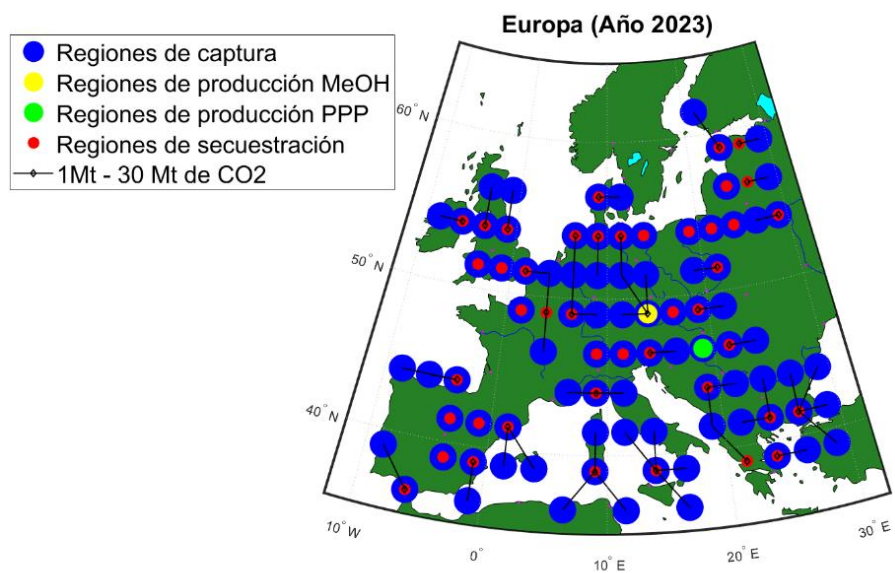


Figura 28. Configuración final de la red de la CS europea donde se tiene en cuenta una disminución de las emisiones de CO2 del 9.3% para cada año estudiado. Escenario C.

10.6. Gráficas complementarias Escenario E

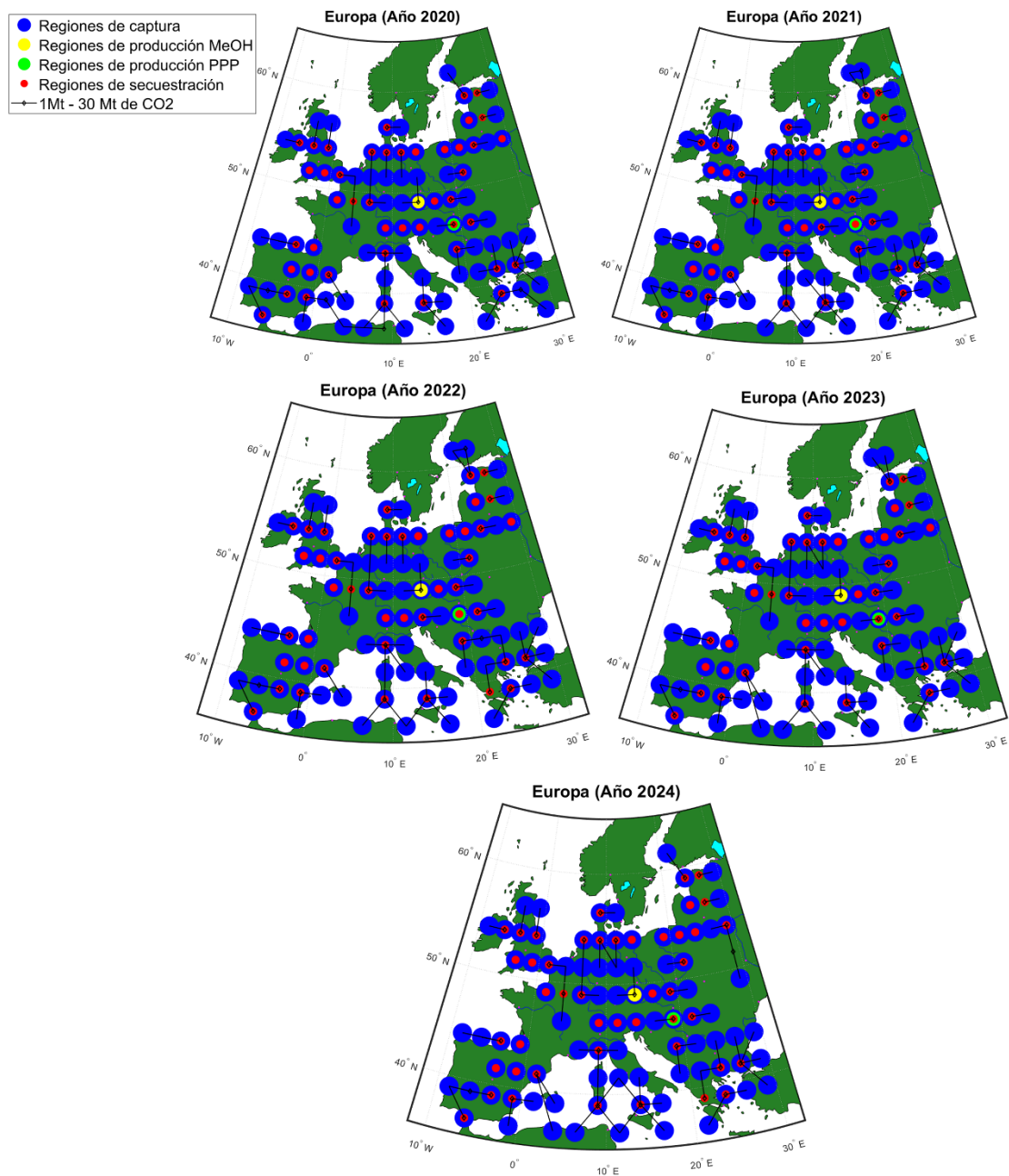


Figura 29. Configuración final CS para Escenario E